

GENERACIÓN UNDIMOTRIZ: INTEGRACIÓN CON LA RED Y ANÁLISIS DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

Rubén Dario Jaramillo Osorio

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Director
Alejandro Garcés Ruiz

Pereira, 2014
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica.
Grupo de investigación Planeación en Sistemas Eléctricos



Nota de Aceptación

Alejandro Garcés Ruiz. Director

Jurado

GENERACIÓN UNDIMOTRIZ: INTEGRACIÓN CON LA RED Y ANÁLISIS DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

©Rubén Dario Jaramillo Osorio

Pereira, 2014

Programa de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

www.utp.edu.co

Versión web disponible en: *http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html*

Agradecimientos

A mi madre, principal artífice y hacedora de todos mis logros. Gracias por esa sonrisa siempre bien dispuesta, recuperadora, motivadora. Gracias por formarme, por los valores, por el ejemplo. Todo te lo debo a ti.

A mi Tati, el amor, la motivación, la fuerza. Siempre presente aconsejándome, guiándome, formándome, motivándome, llenando de amor y alegría mis días. Esto es por ti, por los dos, por lo nuestro. TE AMO.

A mis hermanas, compañeras en todo este camino, siempre motivándome y demostrando cuan orgullosas las hacía sentir.

A mi padre, a quien siempre llevo presente. Gracias por ser el amigo, el complice y por las muchas sonrisas.

Al tío Miguel, siempre orgulloso de su sobrino, queriéndome, apoyándome y aconsejándome. A toda la familia, quienes de una u otra manera siempre han estado presente.

Al ingeniero Alejandro Garcés, un tutor magnifico, con un conocimiento increíble y con la humildad necesaria para querer siempre compartirlo sin ningún reparo. Gracias por las muchas oportunidades, por los consejos y la ayuda en todo momento. Este documento también es suyo.

A la Universidad Tecnológica de Pereira y a los profesores que me han formado a lo largo de estos semestres, me han hecho un mejor estudiante y una mejor persona. Gracias especialmente a los profesores del programa de Ingeniería Eléctrica, un ejemplo a seguir; grandes profesionales y mejores personas.

Resumen

Este trabajo de grado estudia la integración de un sistema de generación undimotriz tipo *Archimedes Wave Swing* en la red de potencia y su impacto sobre las oscilaciones de la frecuencia y la tensión. Diferentes casos son analizados teniendo en cuenta que el nivel de inyección de potencia desde el generador undimotriz no afecte la señal de frecuencia de la red, manteniendo ésta en la banda de operación normal y en la banda muerta de frecuencia, las cuales son consideradas en la regulación del sistema eléctrico colombiano. Se estudia la ocurrencia del fenómeno de resonancia subsíncrona, debido a las bajas frecuencias de oscilación que presenta el oleaje marino y a la integración en la red de potencia de líneas con compensación conectada en serie.

Las simulaciones sobre el sistema IEEE de 9 nodos demuestran que la integración de generación undimotriz a un sistema de potencia producen caída de frecuencia, oscilación en la potencia trifásica, oscilación de voltaje y otros problemas dinámicos en la red; además si ésta cuenta con compensación serie y la integración de la energía renovable no ha sido bien planeada, se presenta resonancias subsíncrona en el sistema de potencia.

Sin embargo, cuando dicha integración se planea adecuadamente, resulta seguro inyectar potencia al sistema eléctrico desde una planta de generación undimotriz, aún sin considerar el uso de convertidores *back-to-back*.

Haciendo una extrapolación de los resultados hallados en el sistema IEEE de nueve nodos al sistema eléctrico colombiano, y considerando en éste una demanda promedio de 6000 MW, se halló como nivel seguro de inyección de potencia a la red, desde el parque undimotriz, un máximo de 200 MW. Hasta este valor, la frecuencia del sistema permanece en la banda normal de operación considerada en Colombia. Esto es una cantidad de potencia considerable, suficiente para energizar las zonas costeras del país que no se encuentren interconectadas al sistema eléctrico nacional.

Tabla de Contenido

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Justificación | 3 |
| 1.2. Objetivos | 4 |
| 1.2.1. General | 4 |
| 1.2.2. Específicos | 4 |
| 1.3. Alcance | 4 |
| 1.4. Principales resultados | 5 |
| 1.5. Estructura del trabajo | 5 |
| 2. Sistema undimotriz tipo AWS | 7 |
| 2.1. Análisis del convertidor del lado del generador | 12 |
| 2.2. Análisis del convertidor del lado la red | 14 |
| 2.3. Estudio del generador síncrono lineal | 17 |
| 3. Resonancia subsíncrona | 23 |
| 3.1. Resonancia subsíncrona en líneas con compensación serie | 24 |
| 3.2. Tipos de interacciones debidas a la resonancia subsíncrona | 26 |
| 3.2.1. Efecto generador de inducción | 26 |
| 3.2.2. Interacción torsional | 27 |
| 3.2.3. Pares transitorios | 27 |
| 3.3. Protección de líneas con compensación en serie | 28 |
| 3.3.1. Contingencias en los sistemas de protección dada la compensación en serie | 29 |
| 3.3.2. Consideraciones prácticas en los relés de protección | 33 |
| 4. Modelamiento del sistema de conversión | 37 |
| 4.1. Modelamiento del generador undimotriz | 38 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.2. Desarrollo de un elemento almacenador de energía | 43 |
| 5. Resultados | 47 |
| 5.1. Integración a la red considerando un comportamiento ideal del oleaje marino | 47 |
| 5.2. Integración a la red considerando el comportamiento estocástico del oleaje marino | 57 |
| 5.3. Fenómeno de resonancia subsíncrona | 62 |
| 6. Conclusiones | 71 |
| 6.1. Futuros trabajos | 74 |
| A. Sistema de potencia simulado | 75 |
| A.1. Sistema IEEE de nueve nodos | 75 |

Capítulo 1

Introducción

La extracción de energía eléctrica a partir del oleaje marino, también llamada generación undimotriz, es un nuevo concepto de energía limpia y renovable con alto potencial de explotación. En el mundo, diferentes tecnologías de generación undimotriz han sido objeto de estudio [1][2]. Este trabajo se basa en el sistema de conversión de energía undimotriz conocido como *Archimedes Wave Swing* (AWS) [3][4], el cual consiste en una cámara cilíndrica hueca fija en el lecho marino, y un flotador que sirve como su tapa; dicho flotador se mueve verticalmente debido al paso del oleaje oceánico por sobre éste. Cuando una ola está justo sobre el flotador, el aumento del peso del agua hace que éste baje y comprima el aire que está dentro de la cámara; cuando la cresta de la ola pasa y sobre el flotador se encuentra el valle de la misma, la disminución en el peso del agua y el aumento de la presión al interior de la cámara cilíndrica hacen que el flotador se mueva hacia arriba. De este movimiento vertical continuo se extrae la energía eléctrica por medio de un generador síncrono lineal acoplado al AWS, el cual se detallará más adelante. La integración de este tipo de generadores a la red de potencia presenta algunos retos que serán analizados en este trabajo de grado.

Para la conexión de este tipo de generación con la red de potencia, se ha estudiado el uso de convertidores *back-to-back*, los cuales pueden ser inversor con fuente de corriente o inversor con fuente de voltaje. El sistema de generación undimotriz AWS proporciona una señal “irregular” de corriente alterna, la cual, bajo dicha metodología, es convertida en una señal de corriente directa en la primera fase del convertidor y en la etapa final del mismo es convertida nuevamente en una señal de corriente alterna. Esta última señal es la que entrega el sistema de generación undimotriz a la red de potencia. Se necesita entregar al sistema de potencia una señal que en su integración no genere inconvenientes, tales como excesiva distorsión armónica, pérdidas de potencia activa o

reactiva, falsos disparos en los sistemas de medidas y protecciones con los que cuenta la red, problemas que se presentan debido a que la potencia de salida del AWS fluctúa de manera irregular y a que la frecuencia y la magnitud del voltaje en terminales varían constantemente.

Las bajas frecuencias de oscilación del oleaje marino hacen que la potencia eléctrica extraída por el AWS presente una frecuencia subsíncrona, las cuales pueden ocasionar resonancias con el eje de las máquinas eléctricas así como con los sistemas de compensación conectados en serie [5]. Estas resonancias requieren ser estudiadas en detalle dado que pueden ocasionar vibraciones mecánicas que conlleven a graves problemas estructurales en el conjunto mecánico del generador undimotriz o de otros generadores con los que cuente el sistema.

La generación undimotriz tipo AWS viene siendo objeto de estudio hace varios años; desde el punto de vista de la construcción y optimización del generador síncrono lineal adecuado para el uso en dicha tecnología, y principalmente desde el análisis de la integración de las señales irregulares de potencia y voltaje generadas mediante el aprovechamiento del oleaje marino, al sistema de potencia utilizando convertidores *back-to-back* [3][4][6][7][8]. En este trabajo de grado se hará un análisis de la generación undimotriz enfocado en la integración directa del parque generador con la red de potencia, interconexión que podría causar inestabilidad en el sistema eléctrico e inducir resonancia subsíncrona en éste, debido a la baja frecuencia de oscilación del oleaje marino, problema que se podría acrecentar dada la conexión de compensadores conectados en serie con las líneas de transmisión.

Hasta ahora no ha sido llevado a cabo un estudio de la generación undimotriz que considere el fenómeno de resonancia subsíncrona en la red, pese a que dicho fenómeno podría traer problemas a la estabilidad de ésta y podría ocasionar daños físicos en las máquinas rotativas con que cuente el sistema. Tampoco ha sido llevado a cabo un estudio que considere la interconexión directa del parque de generación con la red de potencia, pese a que la integración del sistema de conversión mediante el uso de convertidores *back-to-back* no soluciona el problema de la potencia trifásica oscilante, en cambio, sí adhiere mayores costos en la implementación de esta tecnología y limita la extracción de potencia desde el oleaje, debido al limitado flujo de potencia que pueden soportar dichos convertidores.

1.1. Justificación

En el mundo se ha venido implementando una justificada política de protección por el medio ambiente y Colombia no está exenta de esta tendencia. Igualmente llama la atención mundial la crisis energética que se avecina, al experimentar una demanda creciente de energía eléctrica en un mundo con recursos finitos y en el cual gran parte de ésta aún se genera mediante combustibles fósiles. Es menester estudiar e implementar modelos “limpios” de generación de energía eléctrica mediante recursos renovables, que no agoten los recursos naturales del planeta y que no presenten ninguna forma de contaminación para el medio ambiente. Persiguiendo este objetivo, se han venido desarrollando diferentes tecnologías de generación de energía limpia, tales como la energía eólica, la energía hidráulica, la energía solar y en menor medida la energía undimotriz.

La energía proveniente de las olas, mediante el uso del AWS ocupa la atención de este trabajo al ser una energía completamente limpia, y que por ser una tecnología que se encuentra completamente sumergida está a salvo de factores externos como las tormentas. Además, no presenta ningún tipo de contaminación visual y por ende, la aceptación pública deja de ser un problema, como sí lo ha sido por ejemplo en la implementación de la energía eólica. Es importante resaltar además que la energía proveniente del oleaje marino, cuenta con la mayor densidad de energía en el planeta. Se calcula que el recurso de esta energía en todo el mundo es de 10 TW, energía comparable con el consumo total en el planeta [1].

En Europa se ha estudiado esta tecnología con la ayuda de algunos sistemas a escala y principalmente bajo simulaciones [2]. Se han experimentado grandes avances, haciendo cada vez más viable su cercana aplicación.

Sin embargo, a día de hoy se puede notar en todo el mundo un conocimiento y una implementación mucho más amplia de otro tipo de energías renovables, tales como la energía hidroeléctrica, la energía solar e incluso la energía mareomotriz. Colombia no está exenta de esta tendencia, se puede notar en los estudios e investigaciones desarrolladas por las universidades del país, las cuales se presentan con relativa frecuencia en el campo de la energía eólica y la energía solar, mientras que esta tesis de pregrado será uno de los primeros acercamientos a la generación undimotriz en el país y el primero realizado en la Universidad Tecnológica de Pereira.

La generación undimotriz es potencialmente adecuada para generar energía eléctrica en zonas del país que no se encuentran interconectadas al sistema eléctrico nacional y que además cuentan con el recurso hídrico necesario, tales como el archipiélago de San Andrés y Providencia así como la costa pacífica. Por tal motivo, este proyecto pretende ser un primer acercamiento desde la Universidad Tecnológica de Pereira, a la posterior

integración de ésta tecnología en el sistema eléctrico de potencia Colombiano.

1.2. Objetivos

1.2.1. General

- Analizar el modelo del sistema de generación undimotriz tipo *Archimedes Wave Swing* (AWS) teniendo en cuenta las frecuencias subsíncronas características del oleaje marino, su integración con la red de potencia, y su relación con la estabilidad del sistema.

1.2.2. Específicos

- Estudiar el modelo del generador undimotriz tipo AWS.
- Implementar el modelo del sistema generador AWS en *DIgSILENT*.
- Simular mediante *DIgSILENT* un sistema de potencia con generación undimotriz.
- Estudiar los sistemas de compensación serie y su relación con el fenómeno de resonancia subsíncrona en sistemas que cuenten con generación undimotriz
- Realizar un análisis preliminar de los requerimientos de un elemento almacenador de energía para el uso conjunto con un parque de generación undimotriz.

1.3. Alcance

El estudio desarrollado es a nivel de potencia. Se desarrollan los gobernadores de velocidad que permiten simular el sistema de generación undimotriz tipo *Archimedes Wave Swing* desde una máquina síncrona convencional y se detalla el estudio de estabilidad en la red después de la interconexión de éste.

Se presentan las principales características de los convertidores *back-to-back* utilizados en la literatura para la interconexión de la generación undimotriz a la red de potencia, así como los controladores asociados a estos. Sin embargo, no se detalla el modelo de los convertidores en el *software* de simulación utilizado.

Como *software* de simulación se utiliza *DIgSILENT PowerFactory*.

1.4. Principales resultados

Se presenta el uso de *DigSILENT PowerFactory* como herramienta de simulación transitoria, así como un primer modelo del generador undimotriz programado en dicho *software*, el cual puede ser utilizado para futuras investigaciones.

Como resultado de la investigación llevada a cabo en este trabajo de grado, se participó como ponente en los siguientes eventos:

- IV Encuentro Departamental de Semilleros De Investigación, Universidad Católica de Pereira, 22 y 23 de Mayo del 2014.
- IV Encuentro Regional de Semilleros De Investigación, Universidad Libre Seccional Pereira, 22 de Octubre del 2014. (Primer puesto en la sala de Ingenierías y Tecnologías).
- 1er Congreso Energética, Universidad Nacional Sede Manizales, 23 y 24 de Octubre del 2014.

1.5. Estructura del trabajo

El trabajo de grado está dividido de la siguiente forma: en el capítulo 2 se presentan las principales características del sistema de conversión de energía undimotriz tipo *Archimedes Wave Swing*, las ecuaciones que rigen el movimiento del sistema mecánico y la potencia extraída del generador síncrono lineal acoplado al AWS, también se analizan los diagramas de control necesarios para la optimización de sistema generador; este capítulo se complementa con un estudio de los costos aproximados que implica la implementación de este tipo de tecnología y una comparación de costos con otro tipo de tecnologías de generación. El capítulo 3 estudia los problemas de resonancia subsíncrona en el sistema de potencia, fenómeno que se puede presentar dada la conexión de sistemas de compensación en serie con líneas de transmisión de extra alto voltaje, lo cual es cada día más común, y que se podrían incrementar con la interconexión de generación undimotriz al sistema, dado que el oleaje presenta oscilaciones a bajas frecuencias. El capítulo 4 muestra el desarrollo de los elementos necesarios para las simulaciones en el *software DigSILENT PowerFactory*; primero se realiza el modelamiento del sistema generador undimotriz, programando inicialmente dicho elemento con una aproximación ideal del oleaje. Posteriormente se hacen los ajustes necesarios para considerar el sistema generador más real, caracterizando en este modelo el comportamiento estocástico

del oleaje marino; luego se presenta el desarrollo de un elemento almacenador de energía dinámico. Finalmente se presenta el capítulo de resultados obtenidos en las simulaciones del sistema IEEE de 9 nodos, las conclusiones del trabajo de grado y se hacen recomendaciones para futuros trabajos de investigación.

Capítulo 2

Sistema undimotriz tipo AWS

Este capítulo presenta el estado del arte del sistema de conversión *Archimedes Wave Swing* y su modelo matemático. Se presentan los controladores asociados a la interfaz del sistema undimotriz con la red de potencia mediante convertidores *back-to-back*, así como un estudio de costos de esta tecnología con base en datos teóricos.

El estado de la investigación y el desarrollo de la conversión de la energía undimotriz en el continente Europeo, que es donde se ha innovado y se ha desarrollado principalmente éste tipo de tecnología, se encuentra detallado en [2]. En la extracción de la energía de las olas se pueden observar diferentes tecnologías, tales como el OWC [9], el *Mighty Whale* [10], el *Pelamis* [11] y el *Wave Dragon* [12].

El objetivo de este estudio es la integración a las redes de potencia y el análisis del sistema conversor de energía conocido como *Archimedes Wave Swing* (AWS), originado en 1993 mediante los estudios desarrollados por F. Gardner y H. van Breugel [3].

El sistema de conversión a estudiar consiste en una boya o flotador que se mueve verticalmente de acuerdo a la posición de la ola. Esta boya se encuentra conectada al *translator* o parte móvil de una máquina síncrona lineal, la cual se encuentra anclada al lecho marino y sellada herméticamente para evitar el paso del agua. El movimiento del flotador debido al oleaje marino, hace que el *translator* se mueva con respecto al estator de la máquina síncrona, induciendo por ley de Faraday voltajes y corrientes en éste, potencia que es llevada a una subestación en la costa por medio de un conductor. La figura 2.1 ilustra el principio de funcionamiento de dicha tecnología

En [4] se desarrolló el modelo matemático para la extracción de la energía eléctrica del oleaje marino acoplando al AWS un generador lineal. Dicho modelo se presenta a continuación:

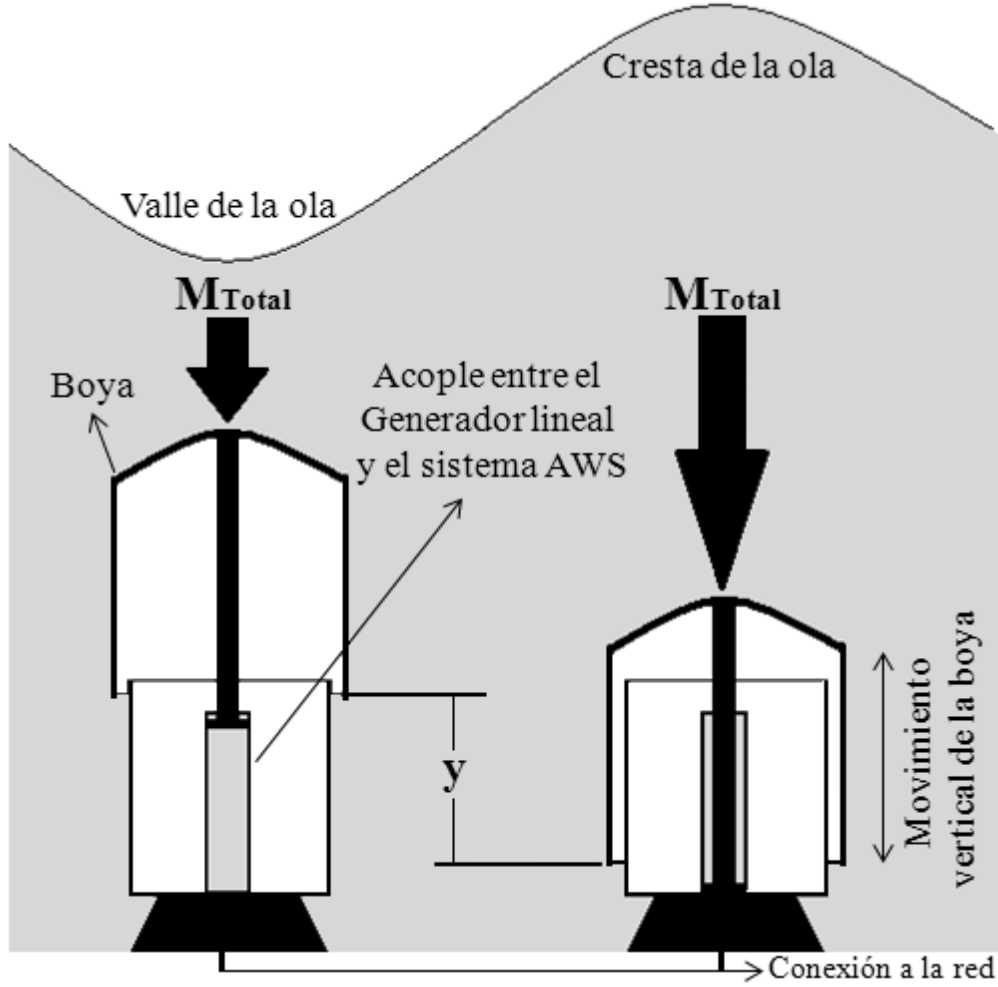


Figura 2.1: Principio de funcionamiento del sistema AWS

$$(M_{fl} + M_{H2O}) \frac{d^2 y}{dt^2} + (\beta_{AWS} + \beta_G) \frac{dy}{dt} + (k_{AWS})y = F_{Wave} \quad (2.1)$$

en donde:

y : es la distancia recorrida por el flotador del AWS y el *translator* del generador lineal

M_{fl} : es la masa del flotador

M_{H20} : es la masa que representa el agua que se encuentra por encima del flotador

β_{AWS} : es el coeficiente de amortiguación hidrodinámica del AWS

β_G : es el coeficiente de amortiguación del generador lineal

k_{AWS} : es la constante del resorte del AWS

F_{Wave} : es la suma de las fuerzas resultantes de las olas que actúan sobre el flotador

Se demuestra en [4] que para extraer la máxima energía del oleaje, el sistema debe cumplir dos condiciones. El AWS debe estar en resonancia con el oleaje marino, y el coeficiente de amortiguación hidrodinámico del AWS debe ser igual al coeficiente del generador síncrono lineal, lo cual se muestra en la ecuación 2.2.

$$\beta_{AWS} = \beta_G \quad (2.2)$$

Se define la masa total de la siguiente manera:

$$M_{Total} = (M_{fl} + M_{H20}) \quad (2.3)$$

La ecuación diferencial 2.4 resume la dinámica del sistema mecánico para la máxima extracción de potencia eléctrica.

$$(M_{Total}) \frac{d^2y}{dt^2} + (k_{AWS})y = 0 \quad (2.4)$$

Por tanto y como se demuestra en [13], la potencia eléctrica extraída del oleaje P_{elec} está dada por:

$$P_{elec} = P_{max} \cos^2(w_x t) \quad (2.5)$$

Donde P_{max} es el pico de potencia y w_x es la frecuencia de la ola, que a su vez está dada por:

$$w_x = \sqrt{\frac{k_{AWS}}{M_{Total}}} \quad (2.6)$$

Para el acople del generador de energía eléctrica al AWS, en [14] se estudiaron cinco diferentes topologías de generador lineal, buscando el generador más adecuado para extraer la energía de las olas integrado al AWS, siendo finalmente elegido el generador síncrono lineal de imán permanente (PMLSM, por sus siglas en inglés) con imanes en

el *translator* (la parte móvil del generador). Este tipo de generador también es elegido para los estudios desarrollados en [4].

En 2004 se sumergió el primer prototipo de esta tecnología, hallando los modelos de movimiento del AWS sumergido y del generador lineal acoplado [15]. Es importante mencionar que el modelo del movimiento del generador en [15] se encuentra en un marco de referencia *abc*. Todos los componentes dinámicos de un sistema de potencia convencional, tales como generador síncrono, motor de inducción, dispositivos electrónicos de potencia, entre otros, se establecen en un marco de referencia *dq* [6], entonces, todos los componentes de un sistema de generación independiente establecidos en el marco de referencia *dq*, pueden ser integrados con un sistema de potencia convencional y posteriormente ser analizados en su estado dinámico sin presentar problema alguno [16]. Por lo tanto, se puede concluir que los modelos utilizados en [15] no son adecuados para el análisis dinámico de los sistemas de potencia con múltiples componentes dinámicos, como lo son los sistemas de potencia a los cuales sería integrada ésta nueva tecnología de generación de energía.

Con el propósito de la integración del sistema AWS en la dinámica de las redes de potencia y el análisis de estabilidad de éstas, se propone en [6] una transformación de coordenadas del generador síncrono lineal del marco de referencia *abc* al marco de referencia *dq*, bajo la transformada de coordenadas de Park para la máquina síncrona, fijando el marco de referencia *dq* en el *translator* (la parte móvil) del generador lineal. Se desarrollan en [6] simulaciones en las que el sistema conversor de la energía de las olas opera primero sin carga y posteriormente alimentando una carga R-C aislada, buscando comparar las respuestas dinámicas simuladas en dicho documento con las del sistema prototipo estudiado en [15], con la finalidad de comprobar la validez del cambio de coordenadas propuesto. Se concluye finalmente que el modelo dinámico del generador lineal propuesto en las coordenadas *dq* es adecuado para la dinámica del sistema de potencia y su análisis de estabilidad [6].

Para la integración del sistema undimotriz en la red de potencia, se ha estudiado el uso de convertidores *back-to-back*, los cuales consisten en un convertidor del lado del generador actuando como rectificador, un convertidor del lado de la red actuando como inversor, un condensador actuando como enlace DC y sus respectivos controles cuyo objetivo es optimizar el sistema generador (ver figura 2.2).

Sin embargo, la implementación de este tipo de convertidores no soluciona las principales problemáticas que tiene la integración a la red eléctrica de la energía extraída del oleaje marino, las cuales son causadas debido a la oscilación de la potencia trifásica generada mediante el sistema *Archimedes Wave Swing* (ver capítulo de Resultados). Se

debe tener claro que la única manera de evitar estas contingencias, es entregar al sistema eléctrico una señal de potencia constante. Para esto, se necesita que el convertidor *back-to-back* controle la potencia entregada a la red, almacenando en su enlace DC la potencia oscilante que viene desde el generador síncrono lineal e inyectándola a la red de manera constante. Sin embargo, esto es una tarea imposible de llevar a cabo con la tecnología actual, dado la limitada capacidad de almacenamiento de energía de los capacitores. En [7] se muestra un ejemplo claro; en las simulaciones llevadas a cabo en ese documento se muestra una salida de potencia constante desde el convertidor *back-to-back* de 100 kW, sin embargo, para obtener dicho resultado se implementó un banco capacitor para el enlace DC de 0,4 F trabajando a un voltaje promedio de 1,2 kV, valores imprácticos de obtener de forma económica en la implementación real del convertidor, más aún si se considera el bajo nivel de potencia inyectado a la red (100 kW).

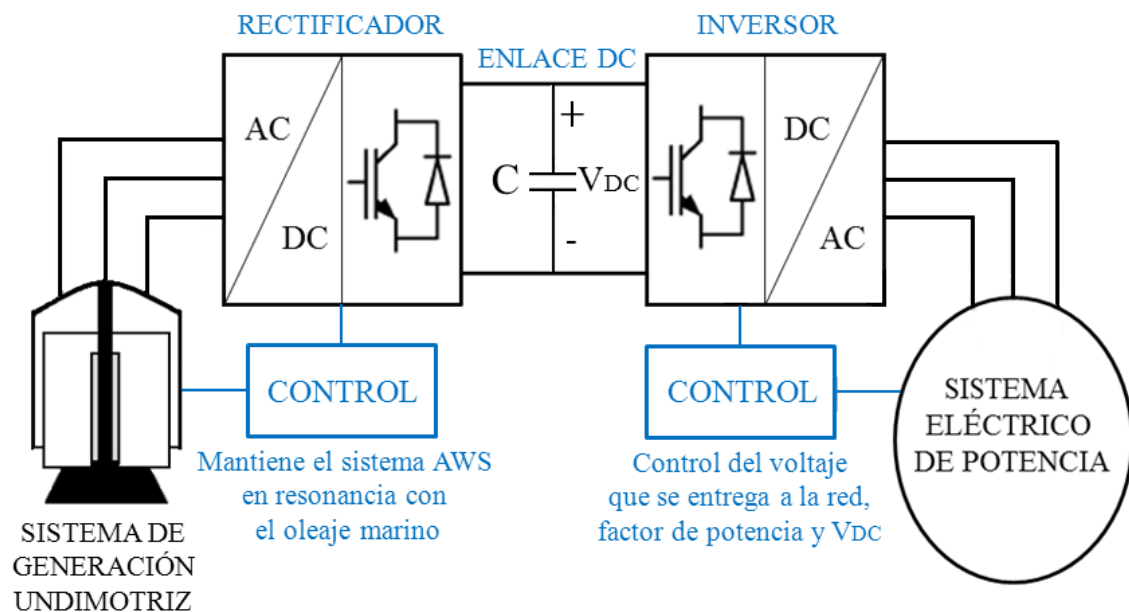


Figura 2.2: Integración del sistema de generación undimotriz con la red de potencia

2.1. Análisis del convertidor del lado del generador

El convertidor del lado del generador, el cual está conectado al estator de la máquina, tiene como función recibir la señal de corriente alterna entregada por el generador síncrono lineal y convertirla en una señal de corriente directa. Su principal objetivo es maximizar la extracción de energía de las olas y reducir las pérdidas en el generador. Para esto, como se demostró en el desarrollo de la ecuación matemática para la extracción de la energía de las olas en [4], el *translator* del generador síncrono lineal debe estar en resonancia con la ola y la fuerza de amortiguación de la máquina síncrona debe ser igual a la fuerza generada por el agua sobre el AWS.

Para el control y regulación del *translator* en resonancia con el oleaje marino, se propuso en [4] y [6] una estrategia que consiste en regular la presión y el volumen del aire dentro de la cámara cilíndrica del AWS. Regular estos aspectos se lleva a cabo mediante el bombeo de agua de entrada/salida del AWS, lo cual es un proceso lento [7]. Esto impide que se pueda hacer una regulación del sistema undimotriz con la rapidez y efectividad necesaria, lo cual crearía una limitación práctica al sistema que haría menos viable el desarrollo e implementación de esta tecnología. Se propone en [17] y se desarrolla totalmente en [7] un control electrónico del AWS, el cual regula la fuerza de rigidez que éste aplica al movimiento del *translator* en el generador. Este control es mucho más fácil de implementar en la práctica y mucho más rápido en su regulación, haciendo insignificante el retraso en la regulación del *translator* y la puesta del mismo en resonancia con el oleaje, haciendo máxima en todo momento la extracción de potencia del oleaje marino, sin importar la continua variación de éste.

El modelo terminado del controlador del convertidor de lado del generador se muestra en la figura 2.3

La pérdida de potencia en el generador se controla a través de la variable u_{ds} , ésta se reduce al mínimo manteniendo la corriente en el eje directo del estator igual a cero. Por lo tanto, $i_{ds_ref} = 0$. La potencia activa generada se maximiza a través de la variable u_{qs} . Dicho esto, las referencias de control para la corriente de eje en cuadratura del estator juegan un papel fundamental en la eficiencia del generador undimotriz, y están dadas por:

$$i_{qs_ref1} = i_{q1} = \beta_{AWS} \lambda v \quad (2.7)$$

$$i_{qs_ref2} = i_{q2} = \frac{(M_{Total} w^2 - k_{aws}) \lambda y}{3\pi \varphi} \quad (2.8)$$

en donde:

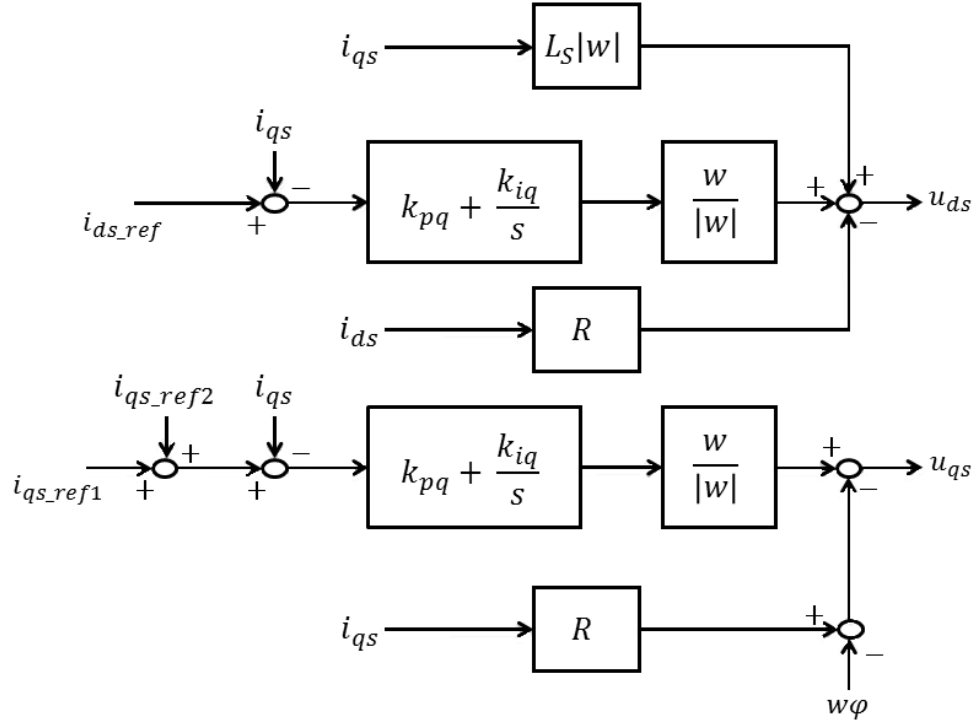


Figura 2.3: Controlador del convertidor de lado del generador

w : es la velocidad angular del voltaje inducido en el generador lineal; $w = 2\pi/\lambda$

φ : es el enlace de flujo del imán permanente del generador

v : es la velocidad del flotador del AWS

Como se mencionó anteriormente, una de las condiciones para extraer la máxima potencia del oleaje es que la fuerza de amortiguación del generador debe ser controlada igualando a la del agua. La fuerza de amortiguación proporcionada por el generador (F_G) está dada por:

$$F_G = \beta_G v = \frac{3\pi\varphi i_{qs}}{\lambda} \quad (2.9)$$

Despejando el coeficiente de amortiguación del generador se tiene:

$$\beta_G = \frac{3\pi\varphi i_{qs}}{\lambda v} \quad (2.10)$$

Reemplazando la ecuación 2.10 en la ecuación 2.2 el valor de referencia de la corriente en el eje en cuadratura se puede obtener de la siguiente manera:

$$i_{qs} = \frac{\beta_{AWS}\lambda v}{3\pi\varphi} \quad (2.11)$$

En la ecuación 2.12 λ y φ se pueden considerar constantes, v se obtiene midiendo la velocidad del *translator* del generador lineal. El principal inconveniente se genera en que el coeficiente de amortiguación hidrodinámica del AWS (β_{AWS}) se ve afectado con la continua variación del periodo y la amplitud del oleaje, por ende se necesita hacer un seguimiento en tiempo real del oleaje e ir actualizando continuamente este coeficiente. En [3] se presenta un algoritmo para dicho seguimiento.

En el controlador propuesto en [7] y representado en la figura 2.3, la fuerza de rigidez del AWS se controla regulando la fuerza de rigidez del *translator* del generador mediante la corriente del eje en cuadratura i_q , buscando siempre tener al sistema AWS en resonancia con el oleaje; i_q es controlado mediante electrónica de potencia utilizando un convertidor de fuente de voltaje. Esto hace que la regulación basada en electrónica de potencia, tanto para la resonancia del AWS con el oleaje como para la fuerza de amortiguación del generador, sea muy rápida y eficiente. Sin embargo, para esta nueva estrategia de control se debe considerar la corriente en el estator de la máquina, dado que las pérdidas de potencia en el generador aumentarán con el aumento de dicha corriente.

En la ecuación 2.7 y la ecuación 2.8, las componentes de la corriente del estator, i_{q1} e i_{q2} , son controladas para estar en fase con la velocidad y la posición del *translator* respectivamente.

2.2. Análisis del convertidor del lado la red

La función del convertidor del lado de la red es recibir del enlace DC una señal de corriente directa y entregarle a la red de potencia una señal de corriente alterna. Su principal objetivo es entregar a la red una potencia activa y una tensión en terminales constante [6][7]. Para cumplir este objetivo, se necesita, al igual que en el convertidor del lado del generador, aplicar un control electrónico. En [6] se presenta un diagrama

de bloques completo del control que se puede aplicar sobre el convertidor de lado de la red.

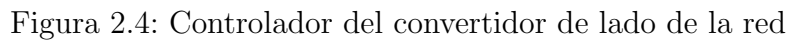
En [4] se utiliza, por diferentes factores allí expuestos, un convertidor inversor con conmutación de línea (LCC, por sus siglas en inglés), pero se concluye finalmente en ese mismo documento que es mucho más viable utilizar un convertidor *back-to-back* inversor con fuente de voltaje (VSI, por sus siglas en inglés), ya que mejora el factor de potencia en la red, la corriente alterna entregada a la red y la corriente del generador se pueden hacer sinusoidales, la fuerza en el generador puede ser mayor y el factor de potencia de éste puede controlarse para disminuir al mínimo las pérdidas en la máquina síncrona y en los cables que la conectan con el convertidor *back-to-back*. Todas estas ventajas hacen finalmente que el rendimiento energético anual provisto por el sistema conversor de la energía de las olas mejore en un 18 % [4].

Si se planea utilizar convertidores *back-to-back* de tipo VSI debido a su mayor rendimiento energético, es necesario implementar un control electrónico para el voltaje del enlace DC, ya que dicha tensión debe mantenerse constante para apoyar el correcto funcionamiento del VSI [7]. Se debe complementar entonces el control implementado al convertidor del lado de la red desarrollado en [6] con un control en el enlace DC. En [7] se desarrolla completamente el control para el voltaje del enlace DC. Para su correcta aplicación, se necesita muestrear constantemente el oleaje marino buscando mantener un voltaje de referencia en el enlace DC, el cual está variando debido a la diferencia de la potencia activa que está saliendo en cada instante del generador síncrono lineal con respecto a la potencia activa que está entregando el convertidor VSI del lado de la red al sistema de potencia.

El modelo terminado del controlador del convertidor del lado de la red se muestra en la figura 2.4. Este modelo incluye el control que es necesario aplicar al enlace DC si el convertidor *back-to-back* se implementa, como se sugirió anteriormente, con convertidores tipo VSI buscando aumentar la eficiencia del generador undimotriz.

La potencia activa a la salida del convertidor se controla a través de i_D , mientras el voltaje a la salida se controla a través de i_Q , ambos valores se requieren constantes para evitar contingencias en el sistema eléctrico de potencia al cual se le va a conectar la generación undimotriz.

En la figura 2.4, $u_{t.ref}$ es la referencia de control de la tensión del terminal al que va conectado el convertidor de lado de la red, y por lo general se establece en 1 p.u., $P_{g.ref}$ es la referencia de control de la potencia activa que el convertidor entrega a la red, y es igual a la media de la potencia activa extraída del generador lineal acoplado al AWS. Este valor se actualiza en cada intervalo ya que la potencia entregada es dependiente


$$P_{g.ref} = \frac{F_{Wave}^2}{8\beta_{AWS}} \quad (2.12)$$

Para establecer los valores de referencia de los controladores en el convertidor *back-*

to-back, es necesario establecer los parámetros cambiantes del oleaje, tales como la suma de las fuerzas resultantes que actúan sobre el flotador del AWS y la velocidad angular de la tensión inducida en el generador lineal. Estos parámetros se pueden obtener en tiempo real mediante la instalación de monitores de medida a lo largo del camino de las olas [7].

2.3. Estudio del generador síncrono lineal

Realizar un estudio exhaustivo del generador lineal que se le acoplaría al sistema AWS juega un papel fundamental en la viabilidad de la generación undimotriz y su aplicación a los sistemas eléctricos de potencia. De éste depende la eficiencia de la generación undimotriz, además de que generaría los costos más relevantes para la implementación de dicha tecnología.

En principio, la forma más eficiente de acoplar el generador al AWS consiste en poner la armadura o estator del generador acoplada al eje del AWS. Lo que sería el rotor en una máquina síncrona rotativa; en este caso sería el *translator* o parte móvil del generador. Dicho *translator* estaría acoplado al flotador del AWS, lo que le permitiría moverse linealmente con respecto al estator del generador síncrono lineal. Éste tendría la función, por ley de Faraday, de inducir el voltaje al estator de la máquina lineal.

La fuerza máxima que cada unidad del sistema *Archimedes Wave Swing* puede generar es de aproximadamente 950 kN/m, a una velocidad lineal de 2,2 m/s, lo que significa una potencia máxima de unos 2 MW [4]. En [18] se implementaron todos los estudios necesarios para desarrollar el generador síncrono lineal que mayor eficiencia tuviera bajo estos parámetros de funcionamiento, teniendo en cuenta el modelo electromagnético, estructural, térmico y los modelos de optimización de un generador síncrono lineal, los cuales se explican y desarrollan en el mismo documento.

En [18] se aplican todos los algoritmos de optimización allí descritos al modelo dinámico del AWS descrito en [4], buscando el modelo de generador lineal para generación undimotriz tipo AWS más eficiente. Se encontró que el generador más eficiente en cuanto a costos y eficiencia consiste en acoplar dos máquinas generadoras a cada AWS, cada una con una capacidad de generación de 1 MW, con las especificaciones dadas en la tabla 2.1.

Las condiciones de operación para el generador síncrono lineal optimizado, según las características de potencia y torque esperadas en el sistema AWS halladas en los estudios desarrollados en [18] se muestran en la tabla 2.2. Se puede observar que el promedio de eficiencia calculado en el generador analizado es del 87,5 %, lo que es

| | |
|---------------------------------|-----------------|
| Potencia nominal | 2 MW (2 x 1 MW) |
| Longitud del <i>translator</i> | 7,6 m |
| Longitud del estator | 3 m |
| Peso total del generador | 2 x 12 t |
| Número de polos | 20 |
| Número de bobinas (Por máquina) | 36 |

Tabla 2.1: Especificaciones del generador lineal optimizado

bastante aceptable, aunque la eficiencia presenta su valor mínimo (86,7 %) cuando el generador está entregando su máxima potencia, que es el punto de operación en el cual se quisiera tener la máquina síncrona la mayoría del tiempo.

| Velocidad [m/s] | Voltaje de fase [V] | Corriente de fase [A] | Eff [%] | Temp [°C] | Pout [kW] |
|--------------------|------------------------|--------------------------|------------|--------------|--------------|
| 0,7 | 261 | 10,2 | 91,3 | 19,1 | 64 |
| 0,9 | 336 | 12,4 | 92,4 | 21,1 | 100 |
| 1,0 | 372 | 15,6 | 93,0 | 24,0 | 139 |
| 1,1 | 400 | 26,5 | 92,5 | 33,7 | 254 |
| 1,2 | 423 | 42,8 | 90,4 | 48,3 | 434 |
| 1,4 | 476 | 64,5 | 87,7 | 64,8 | 737 |
| 1,6 | 540 | 75,4 | 87,5 | 72,5 | 977 |
| 1,8 | 604 | 86,2 | 87,2 | 81,2 | 1249 |
| 2,2 | 744 | 97,1 | 86,7 | 90,9 | 1732 |

Abreviaturas: Eff: Eficiencia, Temp: Temperatura, Pout: Potencia de salida

Tabla 2.2: Condiciones de operación para el generador lineal optimizado

Para este modelo, el material activo del generador contribuye a su estructura de soporte, lo que reduce en gran medida el material utilizado y por ende el peso y el costo del generador. En general, el peso del generador síncrono lineal estudiado en [18] y presentado en esta sección puede dividirse como se muestra en la tabla 2.3.

Para calcular el costo aproximado de un generador de este tipo, en [18] tuvieron las siguientes consideraciones:

- Valores promedio del costo total del material en Inglaterra (es decir, el costo del acero es 3£/kg , del cobre es 10£/kg, y del material magnético es 35£/kg).

| Elemento del generador | Peso [kg] |
|---------------------------------------------|-----------|
| Bloque del núcleo | 7500 |
| Cobre total | 7200 |
| Material magnético | 4500 |
| Estructura de soporte del <i>translator</i> | 4000 |
| Material epóxico | 400 |
| <i>Runner</i> | 400 |

Tabla 2.3: Peso de las partes que constituyen el generador síncrono lineal

- El costo total del material utilizado en el generador se calcula como 2,5 veces el costo del material calculado con los valores del ítem anterior, lo cual es una aproximación prudente. Esta relación podría reducirse mediante el avance en el proceso de fabricación o con el aumento en el número de unidades generadoras construidas.
- En Inglaterra el costo de material electrónico de potencia se estima como 58000 £/MW [19]. Este valor se multiplica por 1,3 para asumir los costos de montaje, cableado y de los transformadores, los cuales no están incluidos en dicho valor.

La tabla 2.4 presenta un resumen del costo total que tendría cada unidad generadora. Estos costos serán utilizados como base para comparar esta tecnología de generación respecto a otras.

| Peso [t] | Costo del material [k£] | Costo del generador [k£] | Costo de la Electrónica de potencia [k£] | Costo total [k£] |
|----------|-------------------------|--------------------------|------------------------------------------|------------------|
| 24 | 300 | 750 | 150 | 900 |

Tabla 2.4: Costo total del generador lineal optimizado

Resulta importante mencionar que los análisis realizados y los resultados hallados en [18] para el desarrollo del generador expuesto en esta sección, son meramente teóricos, mediante análisis matemáticos y simulaciones. Basados en los mismos principios expuestos para el generador de 2 MW, se presentó en [20] un prototipo de generador de 50 kW, buscando comparar los resultados hallados en el análisis teórico con los resultados hallados en la máquina construida. La verificación de los modelos térmicos y electromagnéticos se presentan en dicho documento.

La generación undimotriz presenta muchas similitudes con la generación eólica desde el punto de vista de la conversión de la energía primaria que cada una utiliza (oleaje marino y viento, respectivamente) y lo estocástico de la generación de energía eléctrica utilizando estas tecnologías, por lo cual los análisis de eficiencia y aplicabilidad en el país y el mundo podrían ser muy cercanos. Distan mucho más en las máquinas generadoras necesarias para cada uno de estos tipos de energías, y presentan también una diferencia sustancial en el tema de la aceptación pública y del mantenimiento del sistema, presentando estos ítems ventajas para la generación undimotriz. Sin embargo, a día de hoy se puede notar en todo el mundo un conocimiento y una implementación mucho más amplia de la energía eólica, debido principalmente a que ésta ha sido estudiada en mayor medida.

Teniendo en cuenta las ventajas ya presentadas en este documento de la energía undimotriz sobre la energía eólica, se podría pensar que la mayor difusión e implementación de la segunda tecnología se debe a costos muy superiores en la implementación de la energía undimotriz. En este punto, se busca hacer un acercamiento a los costos sobre estas tecnologías de generación, haciendo un paralelo que brinde una idea sobre qué tan lejos está el mundo y Colombia particularmente, de la implementación de la generación undimotriz, buscando proveer el recurso eléctrico a algunas zonas costeras apartadas del país.

La tabla 2.5 presenta un paralelo entre los costos aproximados que tendría la implementación de la energía undimotriz, la energía eólica, la energía hidroeléctrica, la energía solar fotovoltaica y la energía geotérmica. Estos valores están dados en dólares americanos (USD) y representan únicamente la inversión inicial que requiere la aplicación de cada una de estas tecnologías.

| Tipo de Generación | Costo aproximado por MW [kUSD/MW] | Costo aproximado parque de 20 MW [kUSD] |
|---------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------------|
| Undimotriz | 1.536,3 | 30.726 |
| Eólica | 2.000 | 40.000 |
| Hidroeléctrica | 1.000 | 20.000 |
| Solar Fotovoltaica | 4.000 | 80.000 |
| Geotérmica | 2.000 | 40.000 |

Tabla 2.5: Comparativa de costos entre la energía undimotriz y otros tipos de energías renovables

Para la construcción de la tabla 2.5, se utilizó el costo promedio expuesto por EPM en [21] para obtener el valor aproximado de la implementación de la energía eólica, los

costos calculados en [18] y expuestos en la tabla 2.4 para obtener el valor aproximado de la implementación de la energía undimotriz, y los costos presentados en [22] y [23] para tener una aproximación al valor de implementación de la energía hidroeléctrica, la energía solar fotovoltaica y la energía geotérmica. Cabe aclarar que buscando dar todos los valores en las mismas unidades, los costos presentados en la tabla 2,3 fueron modificados, utilizando el factor de conversión $1 \text{ £} = 1,707 \text{ USD}$, que es el factor vigente en el mercado internacional a la fecha de redacción de este trabajo de grado.

La figura 2.5 es una representación gráfica de la tabla 2.5. En ésta se puede notar la competitividad de la generación undimotriz con respecto a otros tipos de energía renovables, presentándose como la segunda tecnología más económica, solo por encima de la generación hidroeléctrica.

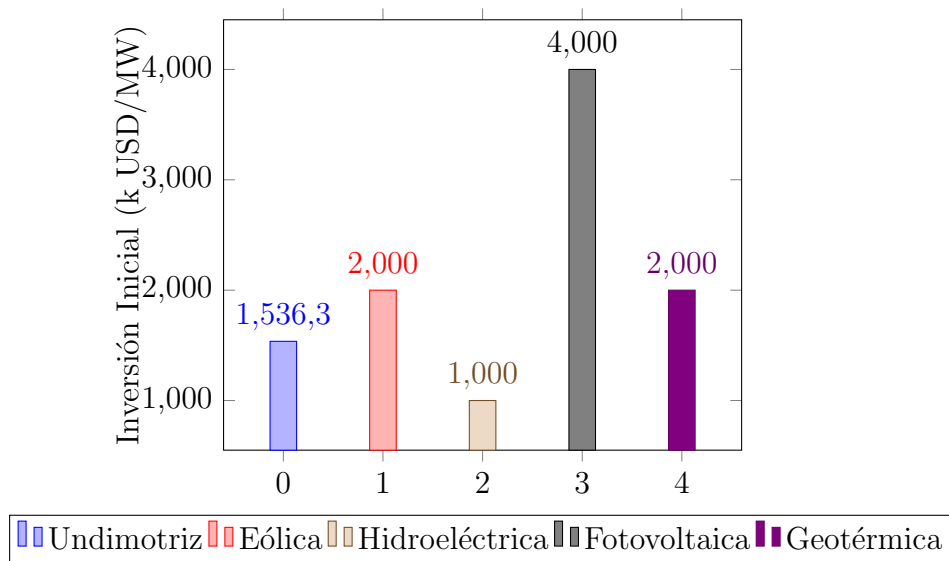


Figura 2.5: Comparativa entre costos de diferentes tipos de energías renovables

Se aclara igualmente que para el cálculo de los valores expuestos en la tabla 2.5, el costo de la generación undimotriz fue multiplicado por 2 con respecto al costo hallado en [18] y expuesto en la tabla 2.4, dado que, como se mostrará y explicará en detalle en el capítulo de Resultados, al tener la potencia eléctrica proveniente de este tipo de tecnología un comportamiento sinusoidal, regida por la ecuación 2.5, la potencia media extraída del generador síncrono lineal es aproximadamente la mitad de la potencia pico generada. Es decir, para tener un generador que provea a la red mediante el oleaje marino, una potencia promedio de 1 MW, se debe construir y poner en funcionamiento

un generador undimotriz con una capacidad de 2 MW.

Teniendo en cuenta la figura 2.5, se puede notar entonces que los costos de la generación undimotriz son bastante competitivos, estando por debajo del costo de la generación fotovoltaica, de la generación eólica, de la generación geotérmica y con un valor de implementación cercano al de la generación hidroeléctrica. La generación undimotriz tendría otra sensible ventaja, y es que esta tecnología se encuentra aún en proceso de “maduración”, lo que significa que aún queda mucho campo para investigar buscando optimizar, reducir costos y aumentar la eficiencia de dicha tecnología, lo que no es posible por ejemplo con la generación hidroeléctrica, dado que esta tecnología es un campo con un estudio vasto, en el cual es difícil a día de hoy, al menos según la tendencia, presentar notables avances.

Se espera igualmente que el panorama nacional para las energías renovables se vea ampliamente impactado por la ley 1715 de 2014, lanzada en el congreso el 05 de Agosto del 2014. Ley que busca incentivar la implementación de proyectos de energías limpias, buscando minimizar los conflictos ambientales causados por el tipo de matriz energética con que cuenta el país, la cual es predominantemente hidroeléctrica, pero con una participación importante de termoeléctricas, centrales generadores que se basan en la quema de combustibles fósiles, con el daño ambiental que esto conlleva. Esta ley generaría incentivos arancelarios, contables y tributarios a las empresas que emprendan proyectos de este tipo, lo cual fomentaría a gran escala la implementación de este tipo de energías renovables y abriría un espacio fundamental para la tan necesaria investigación en estos campos.

Capítulo 3

Resonancia subsíncrona

Este capítulo presenta el fenómeno de resonancia subsíncrona en las redes de potencia, sus principales causantes y su relación con la generación undimotriz. Además se presentan las contingencias inducidas por dicho fenómeno a los sistemas de protección con que cuenta la red, sus causantes y las consideraciones prácticas a tener en cuenta buscando prevenirlas.

Es cada vez más usual encontrar líneas de transmisión con compensación conectada en serie, la cual se basa en la conexión de capacitores en serie con la línea buscando disminuir la impedancia inductiva de ésta. Dicha compensación hace que en el análisis eléctrico, la longitud de la línea parezca más corta, lo cual incrementa la estabilidad en el sistema de potencia y la capacidad de transmisión de energía eléctrica por las líneas de transmisión [24][25].

La aplicación de condensadores en serie para la transmisión de energía a larga distancia ayuda a mejorar la transferencia de potencia, con menores costos que los necesarios para la adición de nuevas líneas de transmisión. El problema de la aplicación de compensación en serie es que puede causar oscilaciones a baja frecuencia auto excitadas o resonancias subsíncronas en la red de potencia [5].

La definición formal propuesta por el IEEE establece que la resonancia subsíncrona es la condición del sistema de potencia en la cual la red eléctrica intercambia energía con un generador a una o más de las frecuencias naturales del sistema por debajo de la frecuencia síncrona de éste [26][27]. Se ha encontrado que este problema también puede surgir con la operación radial de un enlace HVDC conectado a un turbogenerador [28] y con compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) [29].

Este fenómeno se comenzó a estudiar después de presentarse daño físico en el eje del grupo turbina-generador de la central termoeléctrica de Mohave en Estados Unidos en

Diciembre de 1970 y Octubre de 1971. Esta falla se produjo por las oscilaciones que se amplificaron y causaron calentamiento excesivo en el eje del grupo turbina-generator de la central debido a las vibraciones mecánicas producidas por el fenómeno de resonancia subsíncrona [30].

3.1. Resonancia subsíncrona en líneas con compensación serie

Considérese el sistema mostrado en la figura 3.1. El sistema consiste en un generador conectado a una línea provista con compensación serie.

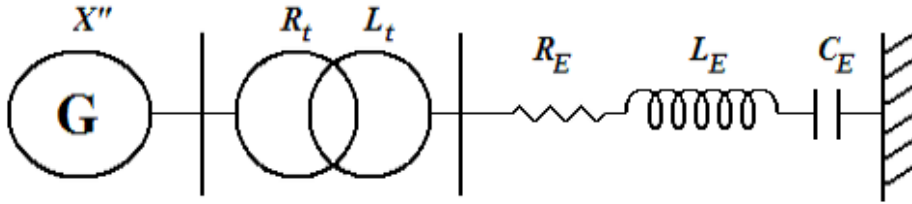


Figura 3.1: Sistema unifilar equivalente de una línea de transmisión con compensación serie

El sistema eléctrico constituido tiene carácter R-L-C con una frecuencia de resonancia f_{er} dada por:

$$f_{er} = \left(\frac{1}{2\pi\sqrt{L_T C_E}} \right) = f_0 \sqrt{\frac{X_{CE}}{X_{LT}}} \quad (3.1)$$

en donde:

f_0 : es la frecuencia fundamental del sistema.

L_T : es la inductancia total del circuito.

X_{LT} : es la reactancia inductiva total del sistema.

X_{CE} : es la reactancia capacitiva total del sistema.

3.1. RESONANCIA SUBSÍNCRONA EN LÍNEAS CON COMPENSACIÓN SERIE25

La medida que indica el grado de compensación de la línea es el factor de compensación $F.C.$, el cual se define como:

$$F.C. = \frac{X_{CE}}{X_{LT}} \quad (3.2)$$

Cuyo valor suele estar comprendido en el margen del 25 % al 75 %, por lo que f_{er} es inferior a la frecuencia fundamental f_0 [31] .

Un conjunto trifásico de corrientes de armadura de frecuencia f_{er} producen un campo magnético rotativo en el entrehierro, que gira con la misma frecuencia de resonancia, en una dirección determinada por la secuencia de las corrientes. Las corrientes de secuencia positiva producen un campo que gira en la misma dirección que el rotor mientras que las corrientes de secuencia negativa causan un campo que gira en la dirección opuesta [5]. La frecuencia de las corrientes inducidas en los devanados del rotor está dada por:

$$f_r = f_{er} \pm f_0 \quad (3.3)$$

En la ecuación 3.3, el signo positivo se asocia con las corrientes de secuencia negativa, mientras que el signo negativo está asociado con las corrientes de secuencia positiva.

Las corrientes inducidas al rotor, tanto de secuencia positiva como negativa, afectan el campo magnético presente en éste y dan lugar a pares de frecuencia subsíncrona en él [5].

La frecuencia de la red se impone sobre la máquina, garantizando que la velocidad del rotor se mantenga constante e igual a su valor de sincronismo, sin embargo, la variación en el campo magnético de éste resulta en cambios en la fuerza electromotriz (FEM). La FEM generada en el estator tiene frecuencias f_s dadas por:

$$f_s = f_r \pm f_0 \quad (3.4)$$

Sustituyendo la ecuación 3.3 en la ecuación 3.4 se puede observar que para un valor, la frecuencia de la FEM generada en el estator f_s es igual a la frecuencia de resonancia del sistema f_{er} . Mientras que la otra frecuencia ($f_o + f_r$) es denominada frecuencia supersíncrona. Cuando esto ocurre, la FEM generada en el estator con una frecuencia igual a la subsíncrona tiende a mantener el flujo de las corrientes de armadura en la misma frecuencia, resultando en un transitorio de corriente. Alternativamente, se puede decir que el generador presenta una resistencia negativa para el flujo de las corrientes de frecuencia subsíncrona [5].

El problema de estado estacionario debe ser evitado con una planificación adecuada de los sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, es imposible asegurar que el sistema

se encuentre totalmente a salvo de este fenómeno, dado que es probable que al planificar no sea posible identificar todas las condiciones de funcionamiento crítico que dan lugar a la auto excitación, debido a la complejidad del sistema eléctrico de potencia. El problema de los pares transitorios se debe resolver con el uso de dispositivos auxiliares que proporcionen sistemas adecuados de amortiguación al sistema mecánico del generador, mientras que el problema de las interacciones torsionales se debe resolver con el uso de filtros eléctricos que limiten la magnitud de los pares subsíncronos transitorios [5].

Además de los dispositivos necesarios para la amortiguación de la resonancia subsíncrona, también es necesario proveer a la red de potencia con dispositivos auxiliares que proporcionen medidas de protección y de reinstalación, buscando supervisar y corregir las condiciones que pueden conducir a contingencias en el sistema eléctrico o a daños graves en los sistemas mecánicos de generación debido a la resonancia subsíncrona.

Las consideraciones a tener en cuenta en los sistemas de protección, dada su relevancia, se detallarán en la sección 3.3.

3.2. Tipos de interacciones debidas a la resonancia subsíncrona

3.2.1. Efecto generador de inducción

El efecto generador de inducción es provocado por la auto excitación del sistema eléctrico como resultado de una fuerza magnetomotriz (FMM) producida por las corrientes de frecuencia subsíncrona [32].

Cuando en el sistema se está presentando el fenómeno de resonancia subsíncrona, el campo magnético producido en el generador gira a una velocidad dada por la frecuencia subsíncrona f_{er} , mientras que el sistema de potencia le impone al rotor de la máquina generadora una velocidad de sincronismo dada por la frecuencia fundamental del mismo (f_0) [31].

El campo magnético gira entonces con un deslizamiento negativo con respecto al rotor de la máquina dado por la expresión:

$$s = \frac{f_{er} - f_0}{f_{er}} \quad (3.5)$$

Debido a que $f_{er} < f_0$ el deslizamiento es negativo, la resistencia del rotor cuando existe frecuencia subsíncrona es vista desde los terminales de la máquina como una resistencia negativa. Cuando la magnitud de esta resistencia negativa excede la suma

de las resistencias de la armadura y de la red a una frecuencia de resonancia, habrá auto excitación en el sistema, lo que dará paso a una condición de operación inestable del mismo [31][32].

Este fenómeno se conoce como efecto generador de inducción, debido a que la máquina síncrona se comportaría como tal, si se da la condición de resonancia subsíncrona en el sistema.

3.2.2. Interacción torsional

Cuando las corrientes transitorias subsíncronas producen pares en el entrehierro cercanos a algunos de los modos torsionales del turbogenerador, se dice que ocurre interacción torsional [31]. Si ante alguna condición de contingencia o pequeña perturbación en el sistema, se produce la oscilación del eje del turbogenerador a alguna de sus frecuencias naturales f_m , se inducen tensiones y corrientes en el devanado trifásico del estator con frecuencias subsíncronas f_{em} dadas por:

$$f_{em} = f_0 \pm f_m \quad (3.6)$$

Si la componente subsíncrona f_{em} se encuentra cerca de la frecuencia de resonancia eléctrica de la red f_{er} , la oscilación torsional del eje de la máquina y la resonancia eléctrica del sistema interactuarán reforzándose mutuamente, lo que conlleva a la aparición de resonancia subsíncrona y pares transitorios asociados a este fenómeno [31][32]. Estos pares pueden presentar un crecimiento tal que superen el amortiguamiento mecánico con el que debe estar provisto el sistema giratorio del generador, provocando una condición de operación inestable en la máquina generadora.

Dado que en esta condición interactúan directamente el sistema mecánico (oscilaciones del eje y amortiguamiento mecánico provisto en el sistema turbogenerador) y el sistema eléctrico (pares eléctricos debido a componentes subsíncronas), se le conoce con el nombre de interacciones torsionales.

3.2.3. Pares transitorios

Las alteraciones del sistema, debidas a la conmutación de la red o a cualquier otra contingencia presente en ésta, pueden excitar pares oscilatorios en el rotor del generador [5].

En un par eléctrico transitorio existen muchas componentes, principalmente pares oscilatorios de múltiples frecuencias con comportamientos de decaimiento exponencial,

los cuales van desde las frecuencias subsíncronas hasta la frecuencia nominal del sistema [32]. En sistemas de transmisión sin compensación serie, estos transitorios resultan en respuestas de tipo exponencial cuya constante de decaimiento depende de la relación R-L de la línea. Sin embargo, en redes de transmisión con compensación conectada en serie, ante la ocurrencia de una gran contingencia en el sistema, la corriente a través de la línea se puede presentar con característica oscilatoria de frecuencia f_{er} . La cantidad de éstas posibles frecuencias depende del valor de inductancia, resistencia y capacitancia presente en la línea de transmisión [31].

Un sistema de transmisión con compensación en serie basada en muchos capacitores, tendrá como resultado la presencia de un gran número de frecuencias subsíncronas. Si alguna de estas frecuencias se encuentra lo suficientemente cerca o llega a coincidir con alguna de las frecuencias naturales del sistema mecánico (modos torsionales del grupo turbina-generador), los pares transitorios que se presentarían en la flecha de la máquina podrían tener magnitudes muy grandes, debido a que estos son directamente proporcionales a la magnitud de la corriente de oscilación. La presencia de estos pares disminuye la vida útil del eje, como resultado de la fatiga que experimenta el material, e incluso, si la magnitud del par mecánico en el eje es lo suficientemente grande y se presenta durante un tiempo prolongado, éste puede causar la destrucción inmediata de la flecha del turbogenerador [32].

3.3. Protección de líneas con compensación en serie

La protección de líneas de transmisión que cuentan con compensación serie es uno de los mayores desafíos para la ingeniería eléctrica, debido a que éstas son normalmente líneas largas, de extra alta tensión, por las que transitan grandes cantidades de potencia y por ende, su estabilidad, disponibilidad y eficiencia resulta fundamental para el correcto funcionamiento de todo el sistema de potencia. También por los diferentes impactos que tiene sobre la línea de transmisión adherir capacitores en serie, impactos que dificultan la actuación de los sistemas de monitoreo y protección con los que cuenta normalmente la red.

Como se mencionó anteriormente, la compensación serie incrementa la capacidad de transferencia de potencia por las líneas de transmisión, también provee mayor estabilidad al sistema frente a transitorios, ayuda a un mayor control del voltaje y reduce las pérdidas a través de las líneas de transmisión [33].

La compensación en serie es adherida en líneas de extra alta tensión, las cuales cuentan con relés de distancia como elemento de protección, dispositivos que tienen

como principio de funcionamiento el cálculo de la impedancia de la línea de transmisión utilizando mediciones en tiempo real provistas por la información del tipo de falla [33]. En el caso de las líneas que cuentan con compensación serie, los capacitores agregados afectan el cálculo de la impedancia de la línea, por lo tanto, se hace necesario, entre otras consideraciones, el cálculo exacto de la distancia entre la falla y el capacitor para el correcto funcionamiento del relé de distancia. En la práctica hay dos tipos de configuraciones usadas con respecto a la posición en la línea de transmisión de la compensación en serie: compensación al final de la línea y compensación en el medio de la línea [33].

La correcta caracterización de la falla, detectando la fase o las fases de la línea que están bajo contingencia, aumenta la estabilidad del sistema y permite el disparo monopolar del dispositivo de protección. Lo que mejora la estabilidad transitoria y reduce la conmutación por sobretensión en el sistema [34].

Para aprovechar todas las ventajas que en el sistema eléctrico de potencia tiene la integración de la compensación serie, se deben estudiar y caracterizar las desventajas que la misma traería a éste.

3.3.1. Contingencias en los sistemas de protección dada la compensación en serie

A continuación se hace un breve recuento de las consecuencias que la compensación en serie tiene sobre el relé de protección de la línea de transmisión, consecuencias ampliamente documentadas y detalladas en [33]:

Variación de la impedancia vista por el relé

El relé de distancia que actúa como protección de la línea de transmisión, como se mencionó anteriormente, hace el cálculo de la impedancia de la línea con los parámetros medidos en tiempo real de voltaje y corriente que transita por ésta. La impedancia calculada se ve afectada en gran medida por la inclusión de un capacitor en serie, si esto no se prevé y corrige, la inclusión de compensación conectada en serie lleva al relé de distancia a tomar decisiones erradas.

Protección de sobretensión del banco capacitor en serie

Cuando se establece que el banco capacitor va a ser parte del circuito en falla medido por el relé, aún cuando el fallo ocurra después de éste, resulta fundamental

hacer una modificación a los ajustes del relé de distancia que actúa como protección de la línea. Sin embargo, adherir al capacitor una protección contra sobretensiones, lo cual es necesario, puede omitir el condensador del circuito de falla. Para la protección contra sobretensiones, como se describe en [33], se coloca en paralelo al condensador que actúa como compensador serie un *Spark Gap* (SG), un *Metal Oxide Varistor* (MOV), o ambos, y un circuit breaker tal como se muestra en la figura 3.2. Esta configuración, la cual es necesaria para la protección del capacitor, deja dos condiciones diferentes para la impedancia vista por el relé durante el fallo:

- En una falla de sobrecorriente, el voltaje en el capacitor toma valores muy altos, lo que activa la conducción a través del MOV y aísla el capacitor. En este caso, la impedancia del condensador que actúa como compensador serie se vería reducida a la impedancia del MOV.
- En una falla de baja corriente, el dispositivo MOV permanece en su condición de alta impedancia. La impedancia vista desde el relé de protección resulta del paralelo de la impedancia del capacitor y la impedancia del MOV.

Resulta entonces obvio que dos condiciones de impedancia diferentes, según el fallo que esté afectando el sistema, hace que la configuración de los parámetros del relé de protección con los que se equiparía la línea de transmisión sea mucho más compleja.

Inversión de corriente y de Voltaje en el circuito de falla

Debido a la presencia del sistema compensador en el circuito de falla, diferentes componentes eléctricas del fallo pueden presentar un desfase angular con respecto al ángulo que dichas componentes tendrían si no existiera la compensación en serie.

- La inversión de voltaje ocurre cuando el voltaje en el momento de la falla presenta un desfase mayor a 90° . Cualquier falla que ocurra en la línea compensada en serie, crea una diferencia angular en la corriente que transita entre los nodos en los cuales se encuentra conectada la línea, dicha diferencia hace que el relé de protección vea la falla en dirección inversa a la que en realidad se está presentando y por ende no pueda tomar las medidas de protección adecuadas.
- La inversión de corriente ocurre cuando la corriente en el momento de falla presenta un desfase mayor a 90° . Cuando dicho problema se presenta, en uno de los lados de la falla, con respecto al compensador, el sistema se presenta con una característica inductiva; en el otro lado el sistema se presenta con una característica

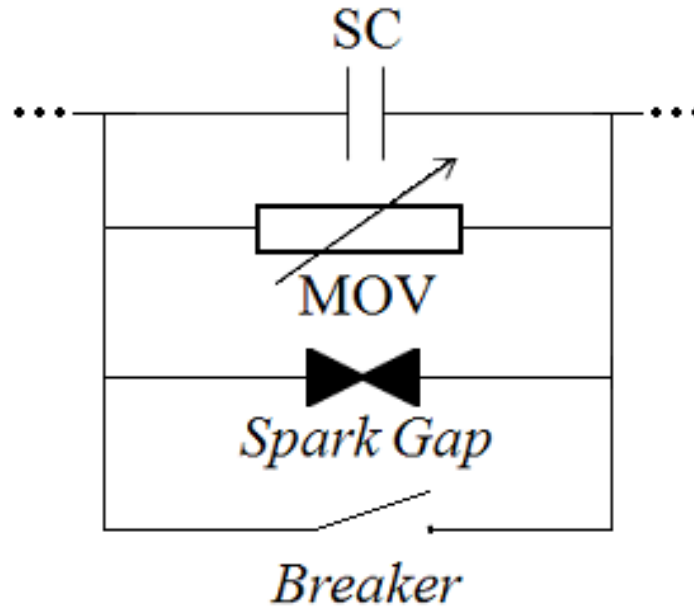


Figura 3.2: Protección de sobretensión en el banco capacitor

capacitiva, tal y como se muestra en la figura 3.3. Esto genera que el relé de protección no pueda actuar en una porción de la línea de transmisión.

Ambas condiciones no se podrían presentar al mismo tiempo, dado que aparecen al presentarse en el sistema tipos de fallas muy diferentes. Sin embargo, si en el sistema se presenta cualquiera de estas contingencias, el relé de protección se vería gravemente afectado.

Impedancia equivalente en una línea no transpuesta

En las líneas de transmisión no transpuestas o parcialmente transpuestas, la impedancia equivalente de éstas resulta desbalanceada. Este desbalance presenta un incremento sustancial con la adición al sistema de la compensación serie, lo que significa un incremento en las componentes de corriente de secuencia negativa y cero. Este incremento afecta considerablemente los relés con los que cuenta el sistema.

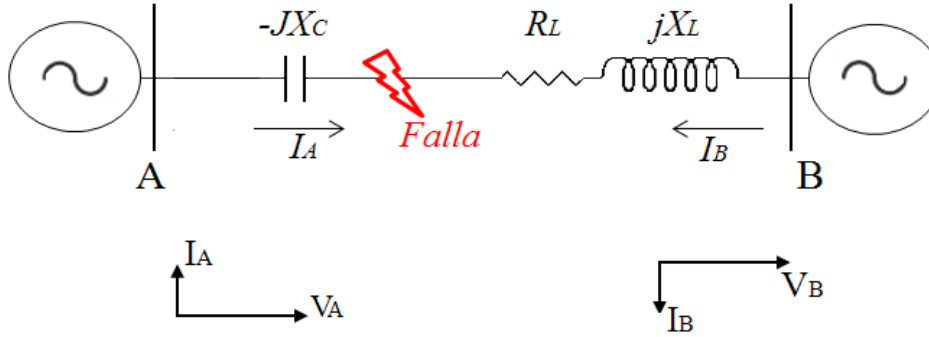


Figura 3.3: Inversión de corriente

Fallas en la protección del banco capacitor

Como se mencionó anteriormente, una protección de sobretensión es necesaria en cada una de las fases del banco capacitor. Cuando en la línea de transmisión se presenta una falla en una sola fase, el sistema de protección contra sobretensiones, como se explicó anteriormente, aísla el capacitor de la fase en falla con la ayuda del dispositivo MOV; dicho sistema necesita aislar también los capacitores de las otras fases del banco de compensación que no entraron en falla instantáneamente. Un retardo no considerado en dicho aislamiento hace que el relé de protección no actué adecuadamente.

Problemas en el relé de protección debido al fenómeno de resonancia subsíncrona

La aparición del fenómeno de resonancia subsíncrona en el sistema de potencia es el tema principal de este capítulo, los inconvenientes introducidos al relé de protección de la línea de transmisión por dicho fenómeno resulta entonces uno de los temas más importantes a tratar en este punto.

Dado que el dispositivo MOV conectado en paralelo al capacitor ofrece alta impedancia en las fallas de baja corriente, las componentes de baja frecuencia introducidas por el fenómeno de resonancia subsíncrona pueden aumentarse y permanecer en el sistema por tiempos significantes [33]. Estas componentes de baja frecuencia pueden causar oscilaciones en espiral de la impedancia característica, cuando el relé pasa de calcular la impedancia de carga en operación normal de la línea a la impedancia de una falla, induciendo errores en el sistema de protección [35].

Como la frecuencia de oscilación debida a la resonancia subsíncrona es mucho menor que la frecuencia fundamental del sistema, la caída de tensión a través de la inductancia de la línea es mucho menor para la corriente con componentes subsíncronas, si se compara con la caída de tensión en la inductancia cuando a ésta la atraviesa la corriente con la frecuencia fundamental del sistema. En cambio, la caída de tensión a través del capacitor es mucho mayor cuando por el sistema atraviesan corrientes con la componente de frecuencia transitoria generada por la resonancia subsíncrona. Se concluye entonces que cuando el sistema entra en resonancia subsíncrona, la línea de transmisión aparenta tener un porcentaje de compensación serie mucho más alto del que en realidad tiene, lo que causa errores en la actuación del relé de protección [33].

3.3.2. Consideraciones prácticas en los relés de protección

Debido a la continua expansión de las redes eléctricas de potencia, las cuales se presentan día a día como uno de los sistemas más complejos, eficientes y útiles construidos por la humanidad, la ingeniería ha realizado grandes esfuerzos en el estudio de los relés de protección necesarios para mantener la calidad y confiabilidad de tan importante servicio.

Para realizar los ajustes necesarios a los relés de protección que se instalarán en la línea de transmisión con compensación conectada en serie, como se ha discutido anteriormente, lo principal es proveer al relé con un sistema que caracterice correctamente el tipo de falla y la zona exacta en la que ocurrió, teniendo en cuenta la distancia de ésta hasta el sistema de compensación. Para esto, es importante un estudio de planificación que caracterice totalmente el tamaño del banco capacitor, su localización idónea en la línea de transmisión y la protección contra sobretensiones que se le va a instalar.

Para las líneas de extra alta tensión con compensación conectada en serie, los métodos estudiados y utilizados para su protección, como se explica en [33], se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- El desarrollo del modelo matemático del sistema compensador total, buscando estimar el nivel de impedancia de éste en caso de falla. Teniendo esto, la tensión en el momento de falla a través del compensador puede ser calculada y por ende los valores eléctricos medidos por los dispositivos de protección, en el momento de falla, pueden ser corregidos y presentar valores adecuados para la posterior acción del relé [36][37]
- Aplicación de características de impedancia dinámica, de acuerdo a la presencia del banco de compensación en el circuito de falla [38].

- La protección de líneas de transmisión compensadas en serie con sistemas de protección digital, mediante el uso de herramientas digitales avanzadas de procesamiento de señales y/o técnicas de inteligencia artificial [39][40].

Debido a la cada vez mayor implementación de compensación serie en líneas de transmisión, la industria eléctrica ha venido desarrollando diferentes sistemas de protección teniendo en cuenta las consecuencias de esta tendencia en los sistemas de potencia, en procura de mejorar la eficiencia y confiabilidad de la transmisión de energía. Diferentes relés de distancia se han estudiado y desarrollado para la correcta protección de las líneas de transmisión que cuentan con compensación conectada en serie, considerando todos los fenómenos asociados a dicha compensación, algunos de ellos aquí expuestos. Entre otros, se encuentran disponibles en el mercado los siguientes relés: REL-531 (ABB) [41], SEL-421 (SEL) [42], SIPROTEC (Siemens) [43], D90+ (GE) [44], IED REL-670-ANSI (ABB) [45]. Estos dispositivos pueden proveer protección tanto para líneas que no cuentan con compensación en serie como para las líneas que sí la tienen.

La implementación de los relés de distancia mencionados, considera múltiples aspectos para la adecuada protección de líneas de transmisión con compensación en serie, con respecto a los relés de distancia que son utilizados para proteger líneas de transmisión no compensadas. Las características principales, presentes en sus manuales, han sido resumidas en [33] y se presentan a continuación:

- Las oscilaciones debidas a la resonancia subsíncrona que se presentan en el sistema debido a la presencia del capacitor en serie, fueron especialmente estudiadas y consideradas durante las configuraciones de impedancia de los relés, dado que éstas afectan la medida final de impedancia en el momento de falla y por ende la decisión tomada por el relé.
- La configuración de los parámetros del relé tiene en cuenta el calculo del tiempo de despeje de falla, el efecto del banco capacitor en serie y de su auto-protección contra sobretensiones.
- El cálculo de la impedancia equivalente del banco capacitor, para medir correctamente los valores de corriente y voltaje de falla es fundamental. Cálculos iterativos son necesarios para el análisis de muchos puntos críticos a lo largo de la línea de transmisión.
- Para garantizar la integridad direccional del relé, la mayoría de estos utiliza polarización de voltaje de memoria para aplicaciones con líneas de transmisión que

cuentan con compensación en serie. Para hacer frente al problema de la inversión de corriente, un comparador de múltiples entradas es implementado en estos relés.

- Los manuales de los relés de protección mencionados, hacen énfasis en que para mejorar los ajustes a realizar en el relé, al momento de su conexión en un sistema eléctrico de potencia, se debe realizar un estudio detallado de las características de cada una de las líneas de transmisión que cuenten con compensación serie.

Capítulo 4

Modelamiento del sistema de conversión

Este capítulo muestra el desarrollo en el *software* *DIgSILENT* de los elementos necesarios para simular completamente el sistema de conversión tipo *Archimedes Wave Swing*. Se desarrolla el generador undimotriz considerando un comportamiento ideal y estocástico del oleaje, además de un elemento almacenador de energía dinámico, el cual provee potencia a la red en función de la desviación de frecuencia del sistema, buscando llevar dicha señal a su valor nominal.

DIgSILENT PowerFactory es uno de los programas de simulación de sistemas eléctricos de potencia con más difusión en Colombia, siendo uno de los principales elementos para la compañía Interconexión Colombia S.A. (ISA) y su filial X-M en su trabajo diario de análisis y operación del sistema interconectado nacional (SIN).

Utilizando este *software* se desarrollaron diferentes análisis dinámicos en un sistema eléctrico de potencia, al cual se le integró un parque de generación undimotriz. Para obtener resultados verificables, se utiliza un sistema de potencia ampliamente documentado y contrastado en la literatura (Sistema IEEE de nueve nodos). Se busca comprobar los análisis teóricos previamente desarrollados en cuanto a estabilidad del sistema y a la posible aparición de resonancia subsíncrona en éste, al momento de integrar la red el generador undimotriz.

DIgSILENT PowerFactory cuenta por defecto con múltiples máquinas eléctricas, todas las necesarias para simular completamente un sistema eléctrico “convencional”. Sin embargo, no cuenta con generadores síncronos lineales, ni con un sistema de energía primaria tal como el oleaje marino, el cual permita el desarrollo mediante dicho *software* de la energía undimotriz. Debido a esto, se requiere adecuar los generadores síncronos

clásicos con los que cuenta *DigSILENT*, al modelo teórico obtenido del generador undimotriz.

4.1. Modelamiento del generador undimotriz

Se busca desarrollar en el *software DIgSILENT PowerFactory* un generador síncrono lineal, el cual presente el comportamiento esperado en la aplicación a gran escala de la tecnología de generación undimotriz. Como factor principal, se debe asegurar que la potencia provista por dicho generador se presente de forma oscilante; tal y como se presentaría en el caso de la energía undimotriz, dado que el movimiento del *translator* de la máquina síncrona lineal está dado por el paso del oleaje marino por sobre la boya del sistema *Archimedes Wave Swing*. Para esto, se le asignó en *DIgSILENT* un modelo de gobernador de velocidad a una máquina síncrona, y se editó el diagrama de bloques de control de dicho gobernador, buscando obtener el comportamiento requerido. Se programa directamente el gobernador de velocidad dado que éste es el elemento encargado de controlar la potencia provista desde la turbina a la máquina síncrona, por ende, es el elemento que podría representar el comportamiento oscilante del oleaje marino.

Se elige por simplicidad el modelo de gobernador IEEE2, el cual se muestra en la figura 4.1, y se edita su diagrama de control, convirtiendo la potencia de turbina entregada por el gobernador editado al generador síncrono, en una con característica oscilante. De esta manera, el gobernador de velocidad asignado a la máquina síncrona, actuaría como un simulador del oleaje marino en condiciones ideales. Así, la potencia entregada por el generador undimotriz programado, tendría el comportamiento esperado, el cual es presentado en la ecuación 2.5.

La figura 4.2 muestra el diagrama de bloques editado del gobernador utilizado en la máquina síncrona, se puede observar que la potencia entregada por la turbina (p_{turb}) pasa antes por un bloque de control encargado de multiplicar su valor por la función \cos^2 .

Con la aplicación de este diagrama de control al gobernador del generador síncrono, la potencia entregada a la red estaría oscilando como se muestra en la figura 4.3. Esta potencia tiene un comportamiento similar al esperado en la aplicación de la generación undimotriz, considerando un comportamiento ideal del oleaje marino.

Se debe considerar para la implementación de un modelo más real, la variación estocástica del oleaje marino, el cual presenta continuos cambios en su nivel, lo que se traduce en una constante variación en la fuerza mecánica con que éste “impacta”

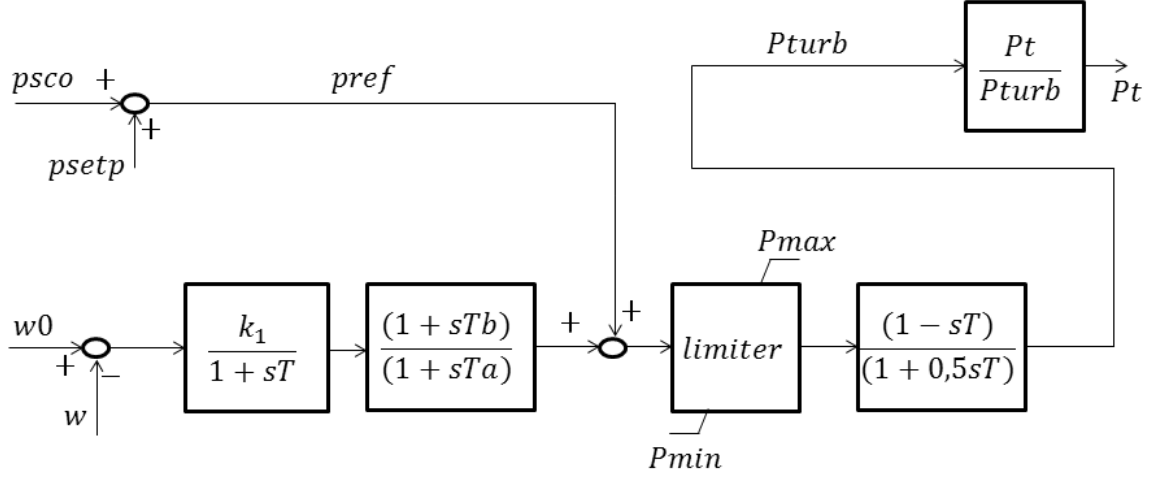


Figura 4.1: Modelo del gobernador de velocidad IEEE2

al sistema *Archimedes Wave Swing*. La potencia generada por la máquina eléctrica acoplada al AWS presenta entonces variaciones en su amplitud, inherentes al sistema de generación, teniendo un pico máximo de extracción en el nivel de potencia para el que fue diseñado el generador y un valor promedio de generación aproximadamente en la mitad de su valor pico.

Se necesita entonces mejorar el desarrollo descrito anteriormente, buscando programar un generador undimotriz que considere un comportamiento más real del oleaje marino. Es necesario que el control en el gobernador de la máquina síncrona, haga que ésta inyecte al sistema una potencia que presente la forma oscilante fundamental mostrada en la figura 4.3 pero con una envolvente que brinde a la función final una amplitud variante en el tiempo.

Para esto, se modifica el control aplicado al gobernador de la máquina síncrona descrito anteriormente, el cual se muestra en la figura 4.2. El nuevo control, debe tener un bloque adicional que brinde una envolvente más estocástica al coseno cuadrado mostrado en la ecuación 2.5. Esto se consigue multiplicando dicha ecuación por una función coseno con una frecuencia fundamental baja, la cual dará a la potencia generada el comportamiento oscilante base. Así se asegura que la envolvente de la función de la

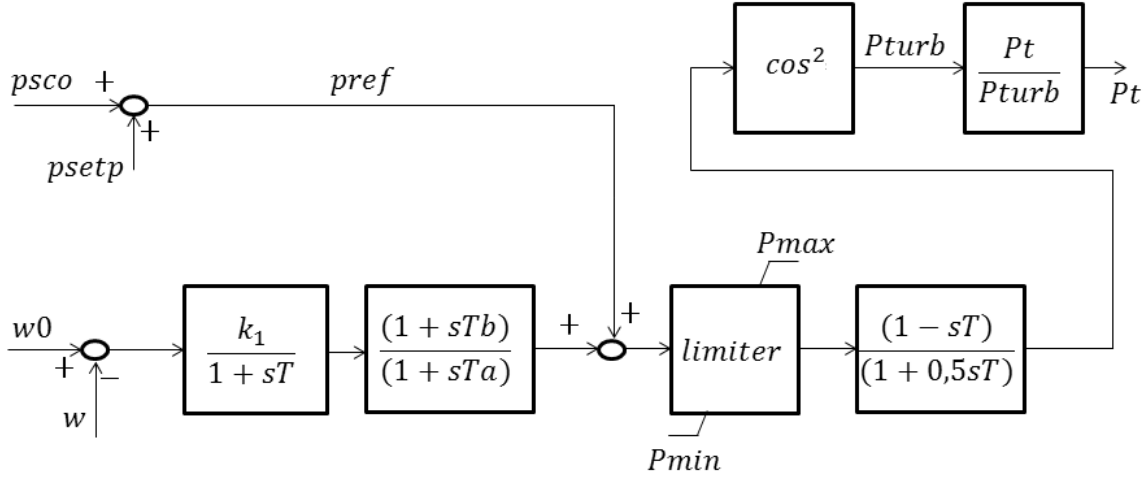


Figura 4.2: Modelo del gobernador de velocidad considerando el oleaje ideal

potencia extraída del generador presente un comportamiento estocástico, dándole a la amplitud de la función final un comportamiento variable y por ende mucho más real.

El principal problema surge en que al realizar dicha adición a la función del controlador del gobernador, la potencia generada no solo presenta una envolvente más estocástica, sino que hace que la señal de la potencia presente valores negativos; lo que haría que el generador undimotriz se presentará como una carga del sistema para ciertos intervalos de tiempo, lo cual no es viable para el modelo que se requiere desarrollar. Es necesario entonces agregarle al control del generador síncrono un condicional que evite que la potencia generada presente valores negativos. Si se agrega al diagrama de control un limitador común, el cual mantenga la potencia en la máquina síncrona entre cero y su valor máximo, se solucionaría el problema anteriormente mencionado, sin embargo agregaría otro inconveniente al sistema generador que se requiere desarrollar. Éste es que la señal de potencia dejaría de presentar la característica oscilante requerida y se haría cero durante varios segundos, para diferentes intervalos de tiempo; exactamente los intervalos para los que anteriormente el generador se presentaba como una carga, lo cuales sumados, serían aproximadamente la mitad del tiempo que el generador se encuentre conectado a la red. Esto se debe solucionar, dado que de esta manera,

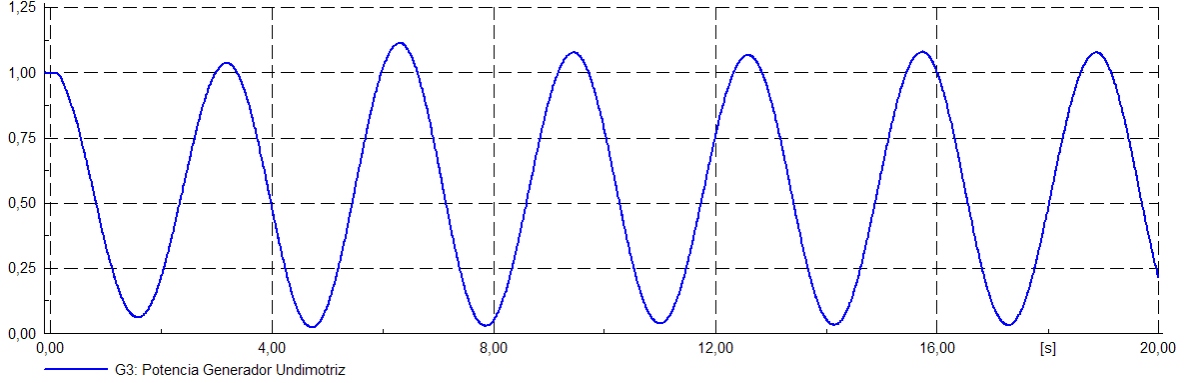


Figura 4.3: Potencia extraída del generador undimotriz considerando un comportamiento ideal del oleaje

la máquina síncrona desarrollada no presentaría el comportamiento de la generación undimotriz.

El control final se presenta en la figura 4.4; el condicional ingresado en el *software* *DIgSILENT* se muestra en el diagrama de control como el bloque *Algoritmo 1*. Este condicional es desarrollado mediante la función *select*, la cual está incluida en la implementación DSL (*DIgSILENT Simulation Language*) con que dicho *software* cuenta. Este control asegura que el generador undimotriz entregue una señal de potencia con la forma de la ecuación 4.1 únicamente cuando ésta sea mayor que cero; cuando la función de la potencia generada sea menor que cero, la máquina síncrona lineal entregará inmediatamente una señal de potencia con la forma de la ecuación 2.5, la cual es mostrada en la figura 4.3. La función de potencia final extraída del generador undimotriz desarrollado, tendrá la envolvente estocástica esperada, acercando el desarrollo propuesto al comportamiento esperado en la aplicación real de esta tecnología.

$$P_{elec} = P_{max} \cos^2(w_x t) \cos(w_N t) \quad (4.1)$$

La función $\cos(w_N t)$ se encarga únicamente de brindar la envolvente variable a la función de potencia. Por ende, $w_N \ll w_x$.

La función implementada con el condicional *select*, en el bloque de control *Algoritmo 1* mostrado en la figura 4.4 se explica a continuación:

Algoritmo 1: Implementación del comportamiento estocástico del oleaje

$$P_x = P_{max} \cos^2(w_x t) \cos(w_N t)$$

$$P_{turb} = select(P_x > 0, P_x, P_{max} \cos^2(w_x t))$$

Si $P_x > 0$, $P_{turb} = P_x = P_{max} \cos^2(w_x t) \cos(w_N t)$;

de lo contrario, $P_{turb} = P_{max} \cos^2(w_x t)$

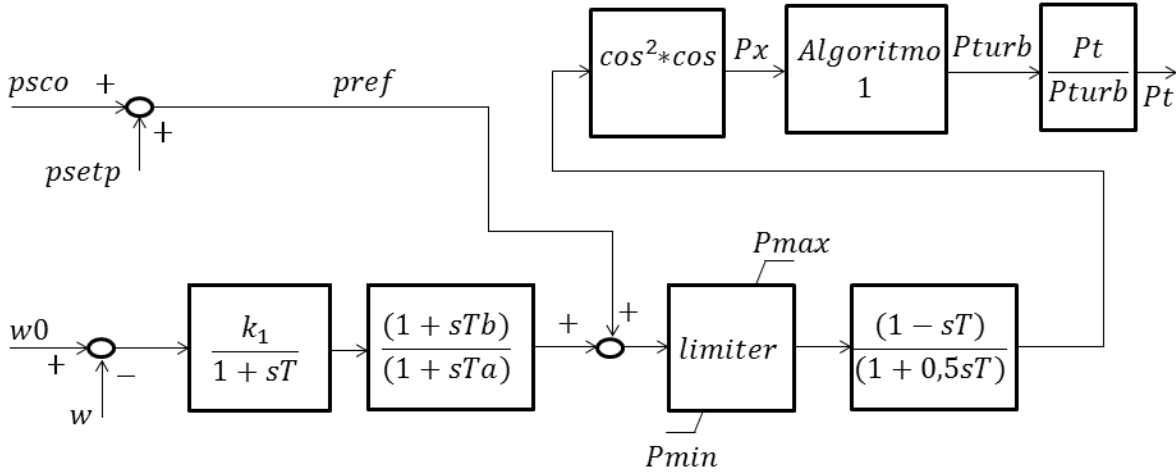


Figura 4.4: Modelo del gobernador de velocidad considerando el comportamiento estocástico del oleaje

La figura 4.5 muestra el comportamiento que tendría la potencia extraída del modelo final del generador síncrono lineal acoplado al sistema de generación undimotriz tipo *Archimedes Wave Swing*, implementando las consideraciones anteriormente expuestas.

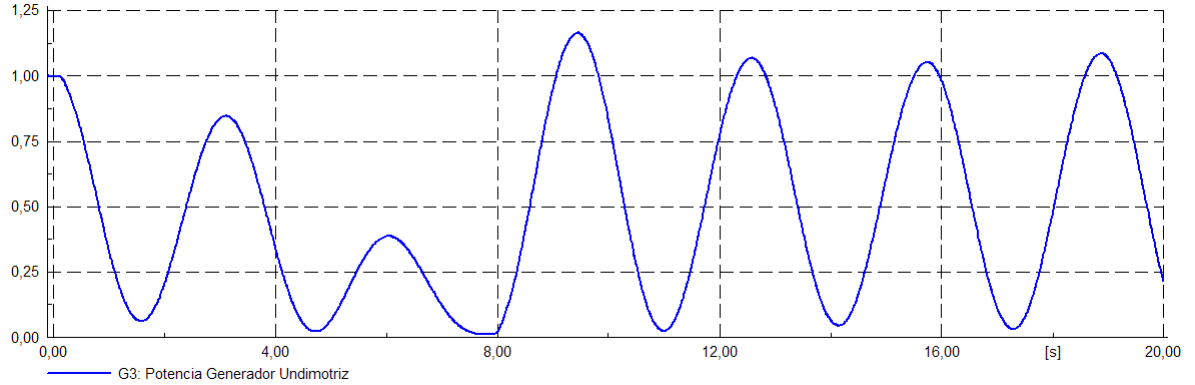


Figura 4.5: Potencia extraída del generador undimotriz considerando el comportamiento estocástico del oleaje

4.2. Desarrollo de un elemento almacenador de energía

Como se detallará en el capítulo de Resultados, si el generador undimotriz es integrado directamente a la red, la potencia que éste inyecta, al tener una característica oscilante, afecta directamente el comportamiento de la señal de frecuencia del sistema. Este fenómeno requiere especial atención dado que dicha señal es uno de los indicadores más relevante de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. Igualmente, se podrá observar en el capítulo 5, que la caída en el nivel de frecuencia es directamente proporcional a la cantidad de potencia que se inyecte al sistema mediante la generación con el oleaje marino, es decir, entre mayor sea el nivel de potencia con característica oscilante inyectado al sistema, mayor será la caída de frecuencia y su señal presentará oscilaciones más grandes, lo que implica mayor inestabilidad en la red.

Para mejorar el comportamiento de la frecuencia, buscando disminuir sus oscilaciones y mantener su señal en un rango aceptable para la operación segura del sistema; se implementó un elemento almacenador de energía, provisto de un control encargado de regular la potencia activa que éste entrega a la red, calculándola en función a la desviación de la señal de frecuencia del sistema.

Dado que el *software DIgSILENT PowerFactory* no cuenta con un elemento almacenador de energía dinámico, ni con el diagrama de control requerido en este caso, es necesario programar desde cero dicho controlador y buscar la forma de integrarlo a una de las máquinas eléctricas con que cuenta *DIgSILENT* por defecto. Mediante esta integración, se estaría convirtiendo dicha máquina común en el elemento requerido para

esta aplicación.

Se considera el desarrollo de un elemento almacenador tipo *Flywheel* [46][47], el cual tome energía de la red y la almacene, para posteriormente entregarla a la misma en forma de potencia activa cuando el parque undimotriz se encuentre generando. Para esto se implementa el control desarrollado a una máquina síncrona en forma de gobernador de velocidad, regulando por medio de éste la potencia activa a la salida de la *Flywheel*.

El gobernador de velocidad desarrollado para el elemento almacenador de energía se muestra en la figura 4.6.

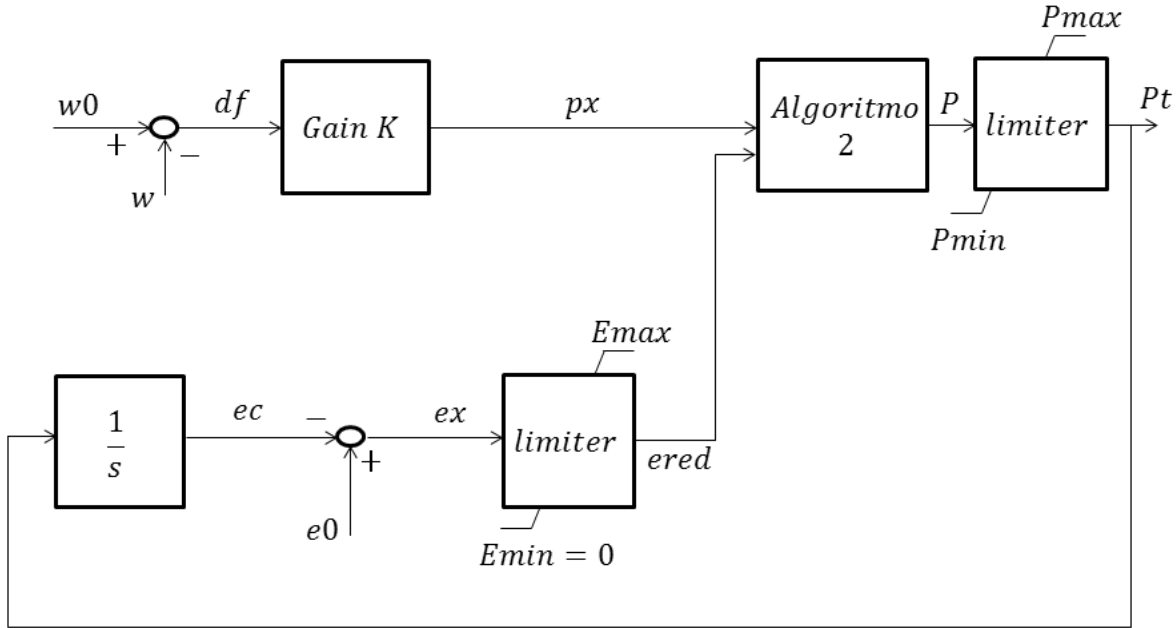


Figura 4.6: Control desarrollado para el elemento almacenador de energía

Donde $e0$ es la energía inicial con la que se conecta la *Flywheel* a la red, parámetro que se puede modificar por el usuario brindando la capacidad de análisis para diferentes valores de energía inicial. La energía inicial se ve disminuida por la resta en cada ciclo de la energía entregada por el elemento almacenador al sistema, la cual es representada por ec . Esta energía “consumida” se halla mediante el paso de la potencia final entregada a la red (Pt), por un diagrama de bloque integrador. Dicha resta, brinda el valor de energía eléctrica con que cuenta el elemento almacenador, el cual se actualiza tras cada ciclo y en teoría representa el valor de energía que aún queda disponible en el elemento

para su entrega a la red (ex). Dicha energía pasa por un limitador común, con un valor máximo en E_{max} , que es la energía máxima que podría almacenar la *Flywheel* y cero. El valor que sale del limitador, es la energía que puede entregar el elemento almacenador de energía a la red ($ered$)

El control del gobernador toma de la red un delta de la frecuencia ($df = 60Hz - f_{red}$) y lo multiplica por un control proporcional, así, la salida de dicho control es la potencia que el elemento almacenador de energía debería entregar a la red para llevar la frecuencia del sistema a los 60 Hz nominales.

Se necesita proveer al gobernador con un condicional, el cual entregue potencia a la red desde la máquina síncrona que actuará como *Flywheel*, únicamente cuando el elemento aún cuente con energía almacenada, es decir, cuando $ered$ sea mayor que cero. Esta función es realizada por el bloque mostrado como *Algoritmo 2* en la figura 4.6. Dicho condicional se desarrolla con la función *select* descrita anteriormente. En este caso, éste le indica al elemento almacenador cuando entregar potencia a la red, su función se describe a continuación:

Algoritmo 2: Implementación del limitador de la energía almacenada

$$P = \text{select}(ered > 0, P_x, 0)$$

Si $ered > 0$, $P = P_x$; de lo contrario $P = 0$

Si la diferencia entre la frecuencia de operación y la frecuencia nominal del sistema es muy grande, la constante proporcional del controlador le indicará al gobernador que debe generar una gran cantidad de potencia activa para estabilizar dicha señal, lo cual no es posible en la realidad, dada la limitada capacidad de almacenamiento de potencia en los elementos actuales. Es necesario entonces hacer pasar la potencia requerida por la red (P) por un limitador, el cual asegure una salida de potencia máxima desde el elemento almacenador de energía (P_{max}) de 2 MW, valor posible de alcanzar en los elementos almacenadores de energía desarrollados actualmente.

La salida de dicho limitador es entonces el nivel de potencia que la *Flywheel* inyecta a la red tras cada ciclo en su intención de acercar la frecuencia del sistema a su valor nominal (60Hz).

Capítulo 5

Resultados

Este capítulo muestra los resultados de las simulaciones dinámicas llevadas a cabo en el *software DIgSILENT Power Factory*, considerando la integración directa de la generación undimotriz en el sistema IEEE de nueve nodos [48]. En dichas simulaciones se busca caracterizar el nivel seguro de penetración de energía desde el oleaje marino en la red de potencia, así como la interacción de un elemento almacenador de energía tipo *flywheel* con la señal de potencia oscilante del generador undimotriz. Igualmente se revisa el fenómeno de resonancia subsíncrona en la red debido a la interconexión del parque de generación tipo *Archimedes Wave Swing*.

5.1. Integración a la red considerando un comportamiento ideal del oleaje marino

El generador Undimotriz desarrollado se implementa en el sistema IEEE de nueve nodos, el cual es mostrado en la figura 5.1; además, los parámetros de éste sistema se muestran en el anexo A. Dicho generador se integra en la máquina eléctrica G3, en principio considerando el oleaje ideal y con las mismas características de despacho con las que se diseñó el sistema original ($P_g = 85$ MW, $Q_g = -10$ MVar)

Para iniciar, se busca caracterizar el comportamiento que presentaría el sistema de potencia dada la integración directa de la generación undimotriz. Para dicho análisis resulta fundamental la señal de frecuencia del sistema, dado que ésta es el indicador más importante de estabilidad en las redes eléctricas. La figura 5.2 muestra la frecuencia del sistema teniendo el generador undimotriz integrado a la red con las características de despacho iniciales. Se gráfica un intervalo de 200 segundos, dado que en este tiempo el

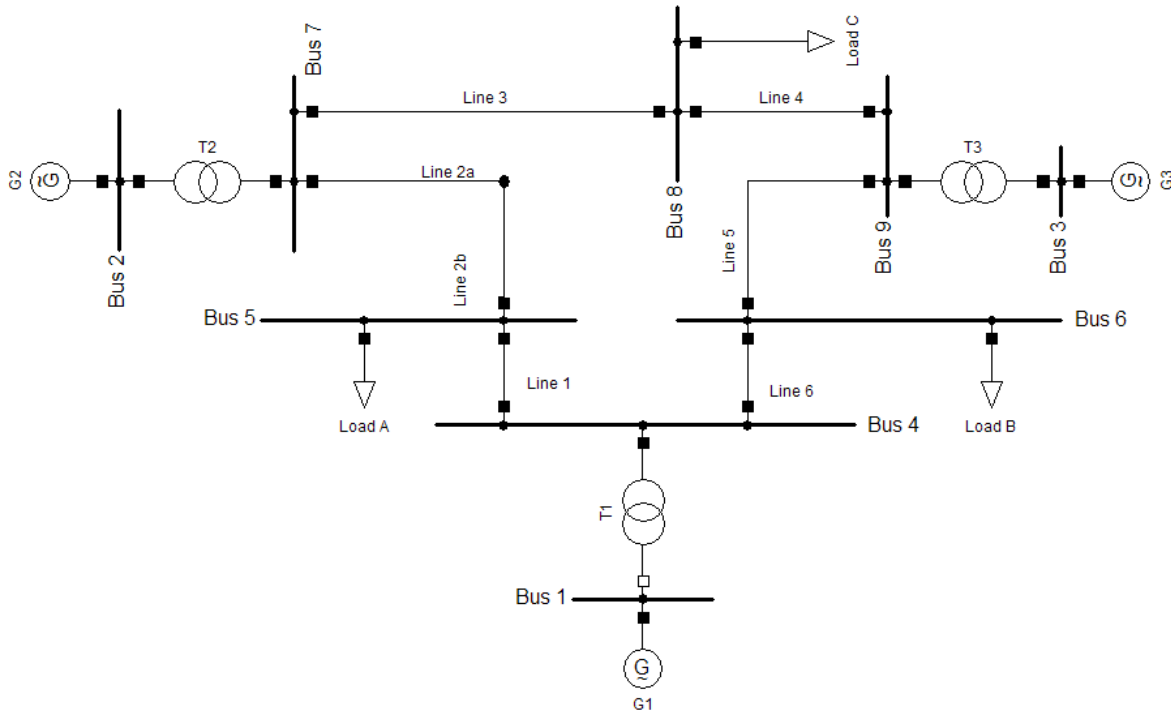


Figura 5.1: Sistema IEEE de nueve nodos

sistema ya se encuentra en su estado estable.

Se puede notar en la figura 5.2 que casi inmediatamente inicia la simulación, la frecuencia del sistema sale de una banda de operación aceptable para la estabilidad del sistema eléctrico. Dicha señal se estabiliza después de aproximadamente 100 segundos en un valor cercano a los 15 Hz; a estos niveles de frecuencia resulta imposible mantener el sistema eléctrico operando, por ende, la integración de la generación undimotriz directamente, dadas estas condiciones, resulta imposible.

Si bien se espera teóricamente que la potencia oscilante del generador undimotriz afecte la señal de frecuencia del sistema, se debe aclarar que una caída de frecuencia de esta magnitud no debe corresponder únicamente a la integración directa del generador undimotriz a la red. Dados estos resultados, es necesario estudiar qué elemento o grupo de elementos del sistema de potencia IEEE de nueve nodos, en su diseño original, o del controlador desarrollado en el capítulo 4, pueden estar causando un comportamiento de estas características.

Después del análisis realizado, resultó que el elemento causante de tal caída de fre-

5.1. INTEGRACIÓN A LA RED CONSIDERANDO UN COMPORTAMIENTO IDEAL DEL OLA

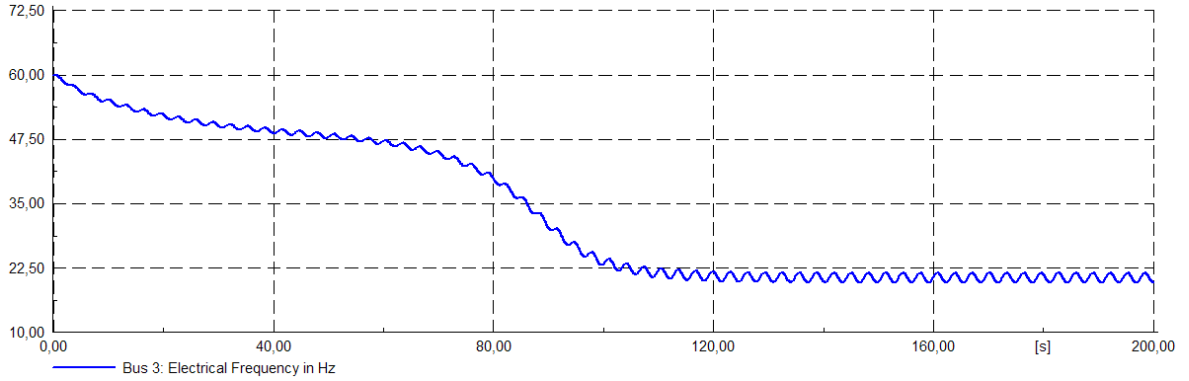


Figura 5.2: Señal de frecuencia implementando generación undimotriz al diseño original de sistema

cuencia es el regulador automático de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés), dispositivo integrado a las máquinas síncronas G1 y G2. Éstos, en su función de “rastreo” de la señal de voltaje, y dada la constante oscilación de ésta (ver figura 5.7), después de un tiempo y debido a su incapacidad de llevar la señal de tensión a un punto de referencia, se saturan y producen tal característica de operación; entonces la señal de frecuencia toma el comportamiento mostrado en la figura 5.2.

Para corregir el problema evidenciado, se desactivó el AVR provisto en el diseño original en las plantas generadoras G1 y G2, además de proveer dichas máquinas con un gobernador de velocidad. Por simplicidad del modelo, fue elegido el tipo de gobernador de velocidad IEEE G2, el cual se muestra en la figura 4.1, buscando que por medio de éste cada central generadora contribuya en la estabilidad del sistema de potencia, variando la velocidad de sus turbinas en función de la desviación de la frecuencia del sistema, en procura de mantener el sincronismo en cada máquina y así ayudar en algún nivel a la mejora de la estabilidad de la red. Esta función en el sistema eléctrico colombiano se conoce como regulación primaria de frecuencia [49].

Para las pruebas llevadas a cabo en este trabajo de grado, y tal como se mencionó anteriormente, se desactivó el regulador automático de voltaje. Sin embargo, resulta importante aclarar que en la implementación real de la generación undimotriz, es necesario proveer a los generadores con que cuente la red con dicho dispositivo; se hace necesario entonces un estudio para garantizar la estabilidad y el correcto funcionamiento del AVR en sistemas que cuenten con generación undimotriz.

La figura 5.3 muestra la respuesta en frecuencia del sistema tras las correcciones

realizadas; las condiciones del generador undimotriz son exactamente las mismas con las que se obtuvo la figura 5.2, condiciones de despacho originales del diseño del sistema eléctrico simulado.

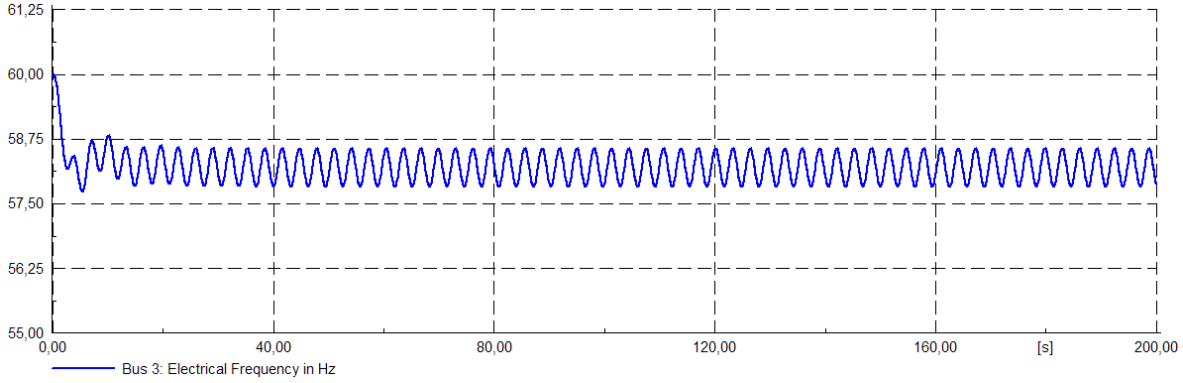


Figura 5.3: Señal de frecuencia del sistema con las correcciones realizadas

En la figura 5.3 se puede notar que si bien la generación undimotriz afecta de una manera negativa la señal de frecuencia del sistema de potencia, el comportamiento de la frecuencia mostrado en la figura 5.2, como se mencionó anteriormente, no es causado directamente por la integración de este tipo de generación; si así lo fuera, la integración de este tipo de generación a la red de potencia sin el uso de convertidores *back-to-back* con capacidad de regulación de potencia, tendría entonces un obstáculo importante que haría inviable desde todo punto de vista el desarrollo de la energía undimotriz.

Además, se puede observar en la figura 5.3 que el sistema alcanza su estado estable casi inmediatamente, por ende, simular la dinámica del sistema, utilizando intervalos de tiempo menores resulta suficiente y ayuda a proveer mejores análisis en la forma de la señal simulada, dado el mejor manejo del espacio en el documento. En adelante, y en procura de lo expresado anteriormente, se simularán intervalos de 50 segundos.

La figura 5.4 muestra la forma de la potencia activa a la salida del generador undimotriz. La figura 5.5 muestra la forma de la señal de potencia reactiva del generador undimotriz, dada la característica de la generación undimotriz ésta se presenta también de forma oscilante.

En la figura 5.4 se puede notar que la potencia activa provista por el generador undimotriz presenta un comportamiento sinusoidal ideal, lo que en la práctica no es cierto, dado que, como se mencionó anteriormente, el oleaje presenta un comportamiento estocástico, variando en periodo y amplitud continuamente. Sin embargo, la

5.1. INTEGRACIÓN A LA RED CONSIDERANDO UN COMPORTAMIENTO IDEAL DEL OLAJE

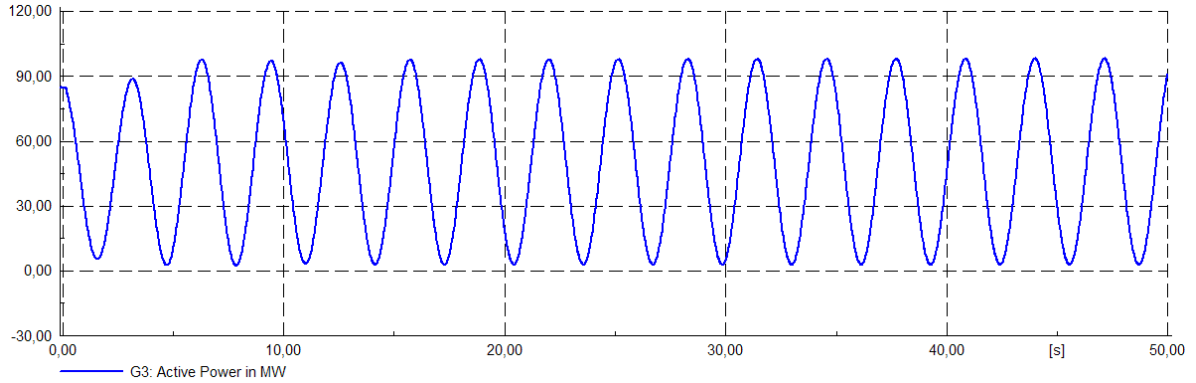


Figura 5.4: Potencia activa generada considerando un comportamiento ideal del oleaje marino

figura 5.4 es suficiente para corroborar los análisis desarrollados en la teoría, mostrando los principales problemas que la integración directa de la generación undimotriz traería al sistema eléctrico de potencia. Como primer inconveniente se puede observar que la potencia activa provista por el generador undimotriz presenta una oscilación de forma sinusoidal con una frecuencia fundamental baja, dicha oscilación podría traer resonancias subsíncronas al sistema, además de afectar la estabilidad del mismo dada la constante oscilación de la potencia generada con el oleaje marino, y por ende en todos los generadores, los cuales estarían encargados, en menor o mayor medida de suplir dichas oscilaciones, según su cercanía con la planta de generación undimotriz y su capacidad de variación en la potencia que generan. El segundo inconveniente es que la potencia media entregada por el generador undimotriz es aproximadamente la mitad de la potencia pico, esto causaría principalmente un aumento en el costo de la implementación de la generación undimotriz, dado que si se pretende construir una central generadora que provea mediante el oleaje marino una potencia media de 1 MW, se requiere el diseño y construcción de un sistema generador con una capacidad de potencia de 2 MW. Sin embargo, resulta importante mencionar que el análisis de costos realizado en la sección 2.3 de este trabajo de grado, ya contempla dicho inconveniente.

Buscando comprobar el análisis realizado se presenta la figura 5.6, la cual muestra la potencia activa generada por el generador G1 (señal roja) y la potencia activa generada por el generador G2 (señal azul). Se puede notar que aunque ambas máquinas son generadores síncronos “convencionales” y se encuentran en nodos diferentes al de la planta de generación undimotriz (G3), su potencia presenta oscilaciones del mismo

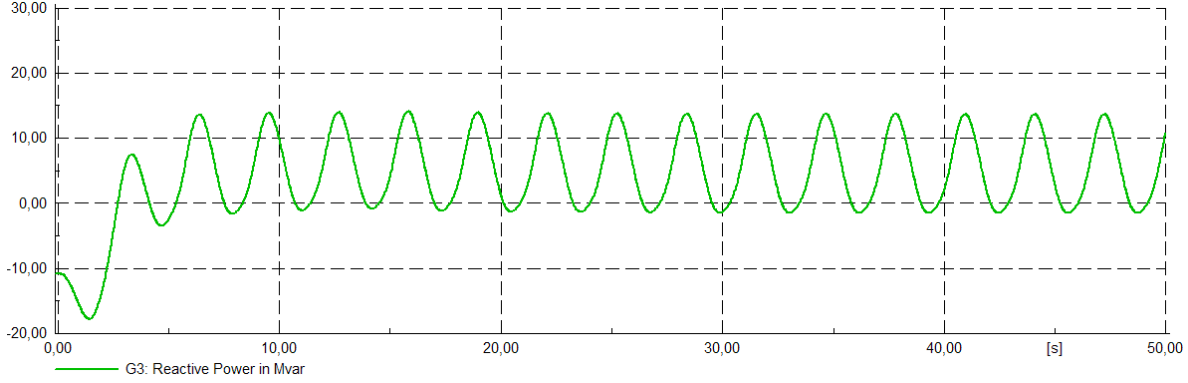


Figura 5.5: Potencia reactiva generada considerando un comportamiento ideal del oleaje marino

tipo que las presentadas en el parque undimotriz; esto dado que los generadores deben proveer en todo instante al sistema un nivel de potencia constante, el cual equivale a la demanda de las cargas más las pérdidas en la transmisión de la energía. Para el sistema analizado, el nivel de potencia que requiere generarse es de 320 MW. Entonces, si el generador undimotriz se encuentra entregando en un tiempo t una potencia total de 85 MW, pero, como se puede observar en la figura 5.5, un tiempo después ($t + T$) éste se encuentra generando un nivel de potencia cercano a 0 MW, las máquinas G1 y G2 están obligadas a contribuir con una potencia activa equivalente a los 85 MW que dejó de generar la planta undimotriz, por ende, su potencia activa presentará también oscilaciones a medida que la potencia generada con el oleaje marino varíe.

La generación undimotriz impacta en menor medida la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, cuando éste cuenta con muchas máquinas generadoras, dado que la amplitud de la oscilación en la potencia que éstas requieren generar descende en proporción a la cantidad de generadores con los que cuenta el sistema. Es importante también analizar el nivel de penetración de energía undimotriz en el sistema eléctrico, buscando garantizar que las demás centrales generadoras puedan soportar las tasas de variación de potencia requeridas y mantener la estabilidad en la red, después de la integración de la potencia oscilante. Es decir, si se genera mediante el aprovechamiento del oleaje marino una cantidad de potencia activa, los demás generadores con los que cuenta el sistema deben tener una capacidad de variación en su potencia generada proporcional a la potencia entregada por el generador undimotriz, en tiempos muy cortos, los cuales resultan proporcionales al periodo del oleaje marino.

5.1. INTEGRACIÓN A LA RED CONSIDERANDO UN COMPORTAMIENTO IDEAL DEL OLEAJE

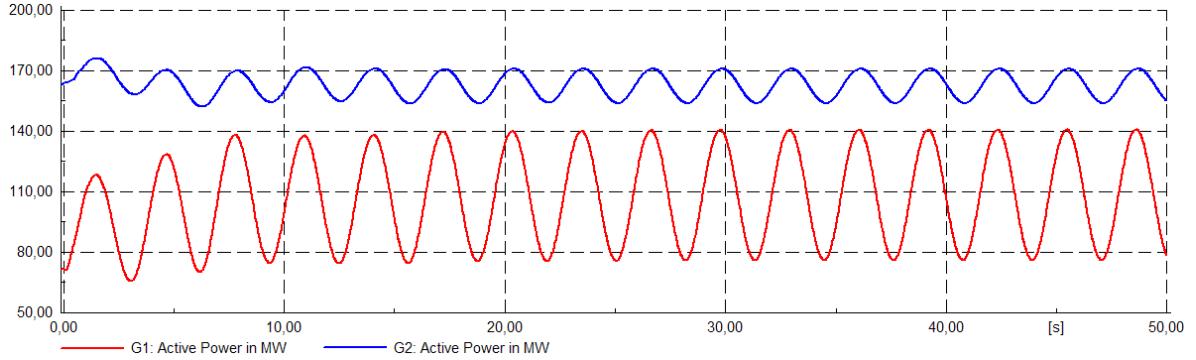


Figura 5.6: Potencia activa generada por G1 y G2 para un despacho undimotriz de 85 MW, considerando un comportamiento ideal del oleaje

La figura 5.7 muestra la señal de voltaje en dos nodos del sistema. El voltaje en el nodo 3 es representado por la señal roja, en éste estará interconectado directamente el generador undimotriz. La señal azul representa el voltaje en el nodo 1, el cual además de estar en un nodo diferente al del generador undimotriz, es el nodo al cual se encuentra conectado el generador *slack* del sistema.

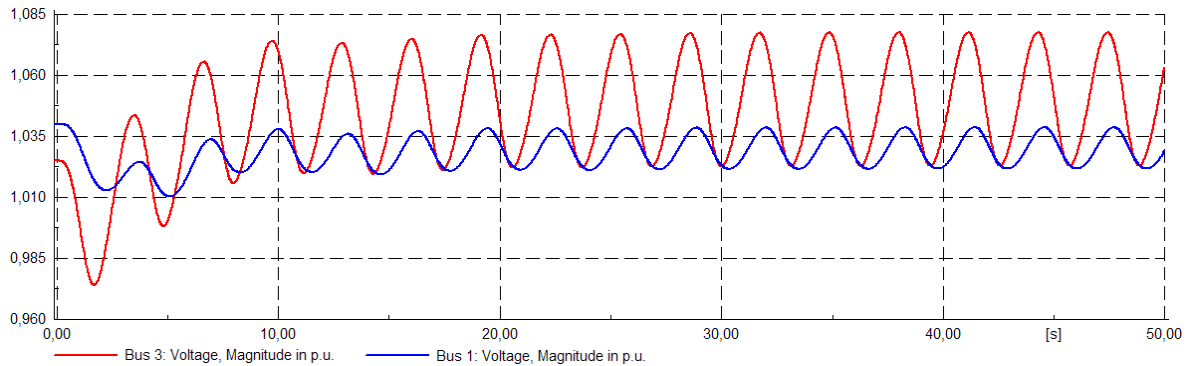


Figura 5.7: Señal de Voltaje RMS en el nodo 3 y en el nodo 1

Se puede notar que entre más alejado se encuentre el nodo analizado del generador undimotriz, menos será la oscilación en la señal de voltaje presente en éste, por ende, menos presencia de la contingencia descrita anteriormente en el funcionamiento del dispositivo regulador automático de voltaje con que cuentan los generadores.

Para hacer posible la integración directa de la generación undimotriz a los sistemas de potencia, se necesita hallar el nivel de potencia eléctrica generada con el oleaje marino, para el cual la integración de ésta con la red no cause inestabilidad en el sistema. Es decir, se busca hallar el porcentaje de generación de potencia activa en el generador undimotriz (G3), con respecto a la demanda total del sistema analizado (320 MW), para el cual la señal de frecuencia se estabilice en un rango de $60 \pm 0,2$ Hz, rango categorizado como banda normal de operación del sistema interconectado nacional [49].

Se encontró que la frecuencia se estabiliza en dicho rango de operación para el sistema IEEE de nueve nodos, cuando el generador undimotriz se encuentra despachando un máximo de 10 MW, lo que equivale al 3,125 % de la potencia activa total demandada por dicho sistema. La figura 5.8 muestra la señal de la potencia activa extraída del generador undimotriz considerando el despacho mencionado.

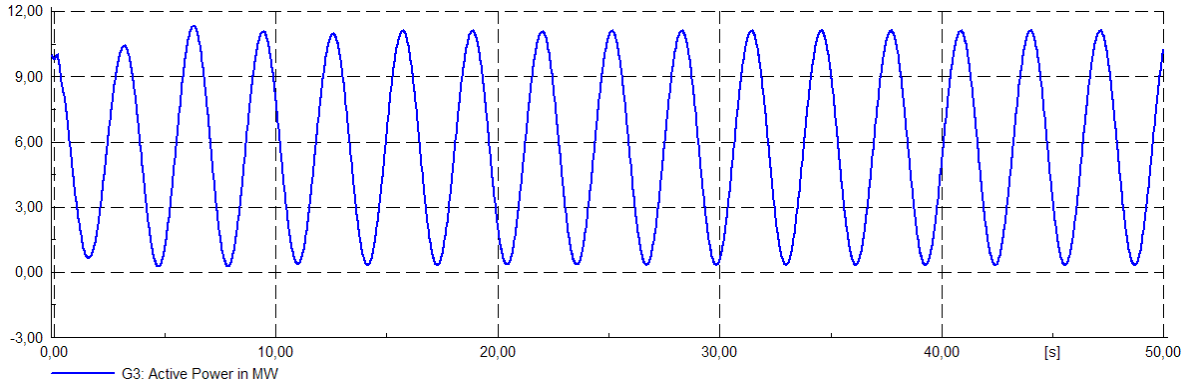


Figura 5.8: Despacho de 10 MW desde el generador undimotriz considerando un comportamiento ideal del oleaje

La figura 5.9 muestra la señal de la frecuencia del sistema para el despacho de potencia mostrado en la figura 5.8. Se puede notar que al interconectarse el generador undimotriz a la red, la frecuencia tiene un pico transitorio mínimo cercano a los 59,8 Hz, después de esto, la frecuencia del sistema se estabiliza y oscila en un valor entre 59,90 Hz y 59,83 Hz. Manteniendo la señal de frecuencia en este rango de operación, como se mencionó anteriormente, la operación del sistema resulta segura, por ende, se puede decir que la integración directa de la generación undimotriz a la red eléctrica, a estos niveles de extracción de potencia del oleaje marino es completamente viable desde el punto de vista de la señal de frecuencia.

Si se hace una extrapolación lineal del valor de penetración porcentual de potencia

5.1. INTEGRACIÓN A LA RED CONSIDERANDO UN COMPORTAMIENTO IDEAL DEL OLAJE

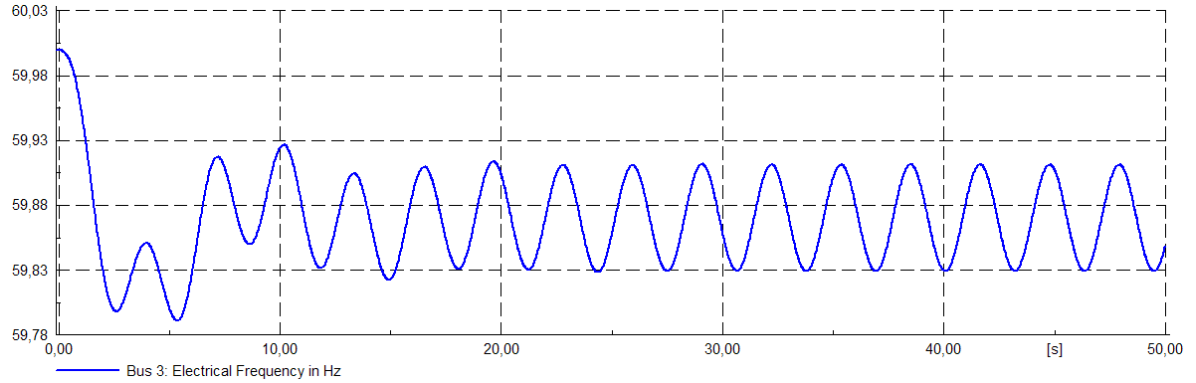


Figura 5.9: Señal de frecuencia del sistema para un despacho undimotriz de 10 MW considerando un comportamiento ideal del oleaje

generada con el oleaje marino hallado en las simulaciones anteriores, sin que la frecuencia de la red se salga de la banda normal de operación, a la demanda total de potencia del sistema eléctrico Colombiano, la cual se puede considerar promedio de 6000 MW durante sus horas valle, se puede afirmar que podría generarse en el país por medio del oleaje marino una potencia aproximada de 187,5 MW, valor equivalente al 3,125 % de la demanda promedio considerada en el sistema. Es notable que aunque este cálculo no es más que una aproximación rápida, la cantidad de potencia que podría generarse e interconectarse directamente al sistema de potencia eléctrico colombiano es considerable, suficiente por ejemplo para proveer la demanda de energía eléctrica de dos ciudades del tamaño de Pereira (aproximadamente 900.000 habitantes).

La figura 5.10 muestra la señal de potencia extraída de los generadores G1 y G2 para un despacho undimotriz de 10 MW, considerando un comportamiento ideal del oleaje. Dichas potencias presentan una característica oscilante igual a la mostrada en la figura 5.6, sin embargo tienen una amplitud de oscilación mucho menor a ésta, debido a que la inyección de potencia desde el oleaje marino es menor en este caso, por ende, la variación de potencia que deben presentar para suplir la demanda del sistema es menor.

Siguiendo con la tendencia de hacer un comparativo con el sistema eléctrico colombiano, se simuló el sistema IEEE de nueve nodos con un despacho de potencia activa desde el generador undimotriz cercano al 0,3 % de la potencia total del sistema, lo que equivaldría a una planta de 1 MW en la simulación. Al hacer la extrapolación de este nivel de penetración al sistema eléctrico colombiano, este valor equivaldría a extraer del oleaje marino e interconectar directamente a la red una potencia cercana a los 20

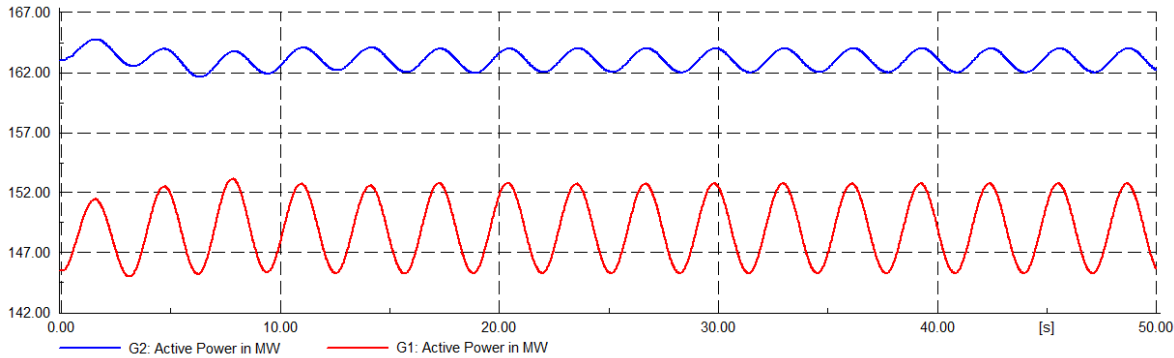


Figura 5.10: Potencia activa generada por G1 y G2 para un despacho undimotriz de 10 MW, considerando un comportamiento ideal del oleaje

MW. Esto se hace, dado que como toda nueva tecnología, la generación undimotriz deberá entrar al país gradualmente. Lo más probable entonces es que inicialmente se construyan pequeñas plantas generadoras buscando estudiar en la práctica la viabilidad y los métodos de optimización de esta tecnología para luego ir incrementando su nivel de aplicación.

Además, dado que la matriz energética del país se presenta predominantemente hidroeléctrica, la cual es un tipo de generación limpia que se puede considerar renovable, la aplicación de la energía undimotriz en Colombia se puede dar inicialmente para proveer el fluido eléctrico a pequeñas poblaciones costeras, las cuales no se encuentren interconectadas al sistema de potencia nacional. Para cumplir este objetivo, el desarrollo de pequeñas plantas de hasta 20 MW resulta suficiente.

La figura 5.11 muestra la señal de frecuencia del sistema con el nivel de generación undimotriz anteriormente descrito. En este caso, se puede notar la viabilidad que tiene el extraer energía desde el oleaje marino e interconectarla directamente a la red a estos niveles de potencia, dado que, como se puede observar, la señal de frecuencia presenta una desviación casi imperceptible para la estabilidad del sistema, manteniendo su oscilación en la banda muerta de frecuencia, la cual se establece en $60 \text{ Hz} \pm 30 \text{ mHz}$ para el sistema eléctrico nacional, y sobre la cual se permite la oscilación de la frecuencia, considerándose como un rango de operación ideal [49].

5.2. INTEGRACIÓN A LA RED CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO

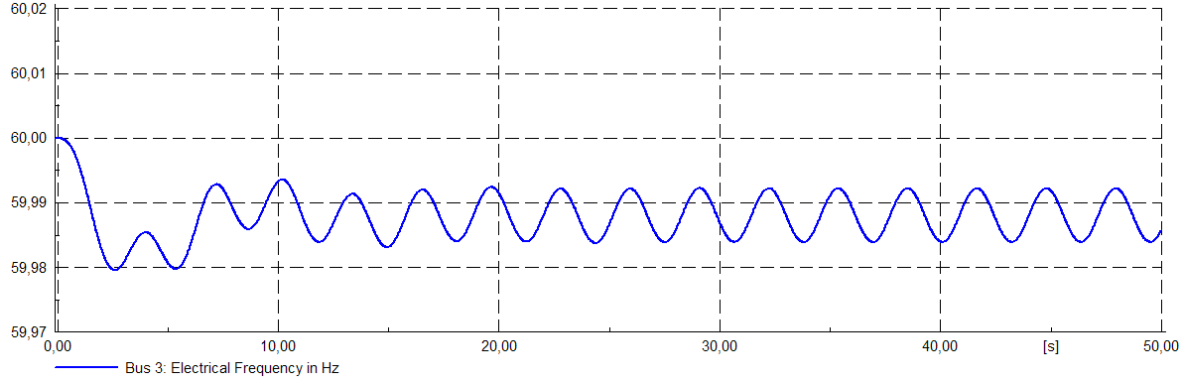


Figura 5.11: Señal de frecuencia del sistema para un despacho undimotriz de 1 MW

5.2. Integración a la red considerando el comportamiento estocástico del oleaje marino

Posteriormente, se realizó el análisis considerando un comportamiento del oleaje mucho más real. Para este caso, se implementó el generador que considera las variaciones estocásticas en la amplitud de la ola, el cual se encuentra desarrollado en el capítulo 4.

Se inicia la simulación despachando mediante el oleaje marino un nivel de potencia de 10 MW. Este valor está dado por el nivel mínimo de generación undimotriz que asegura que la señal de frecuencia del sistema se mantiene en la banda de operación normal, en las simulaciones realizadas considerando un oleaje ideal (ver figura 5.8).

La figura 5.12 muestra la señal de la potencia extraída desde el generador undimotriz. Se puede notar que sus oscilaciones, aunque tienen un comportamiento fundamentalmente sinusoidal, con un valor pico de 10 MW, presentan continuas variaciones en su amplitud, dadas por la simulación estocástica del oleaje marino.

La figura 5.13 muestra el comportamiento de la potencia extraída de los generadores G1 y G2, dado el despacho undimotriz mostrado en la figura 5.12. Al igual que como se mostró en la sección anterior, cuando se implementó el generador undimotriz que consideraba un comportamiento del oleaje ideal, las señales de potencia de estos generadores varían en proporción de la oscilación de la potencia activa extraída del generador undimotriz, dado su objetivo de entregar siempre un nivel de potencia constante a la red.

La figura 5.14 muestra la señal de frecuencia del sistema para el nivel de penetración de energía undimotriz descrito anteriormente. Se puede notar que considerando un

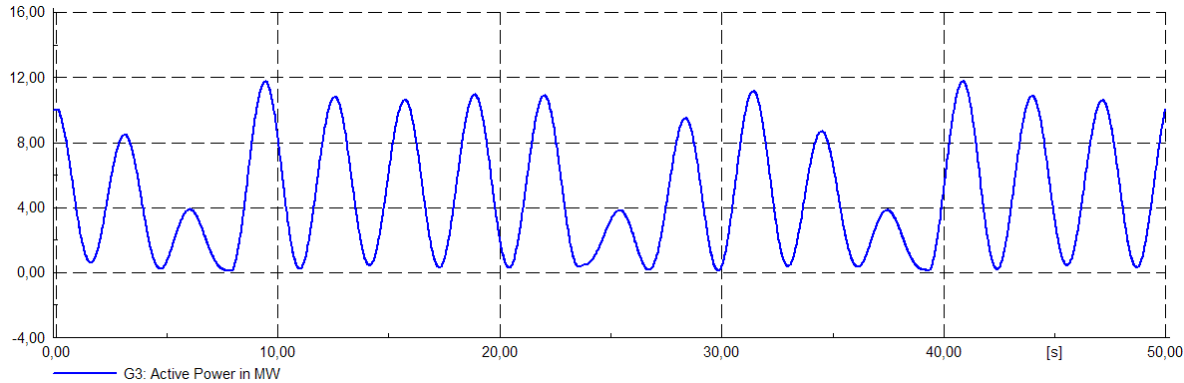


Figura 5.12: Potencia activa considerando un comportamiento del oleaje estocástico

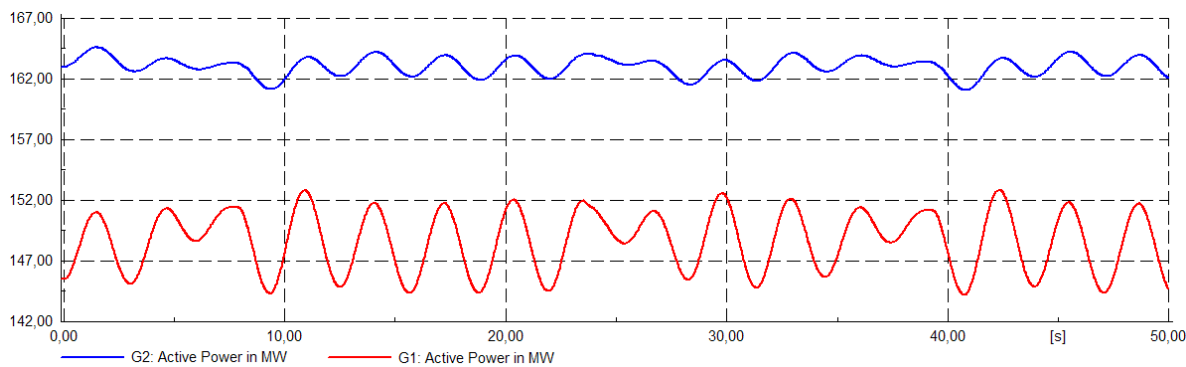


Figura 5.13: Potencia activa generada por G1 y G2 para un despacho de 10 MW, considerando un comportamiento estocástico del oleaje

comportamiento del oleaje más cercano al real, la señal de frecuencia presenta unas oscilaciones muy diferentes a las sinusoidales que se ven mediante el acople del generador undimotriz que considera el oleaje ideal a la red. También se puede notar que la señal de frecuencia presenta unos rangos mucho menos favorables, incluso saliendo de la banda de operación normal del sistema ($60 \pm 0,2$ Hz).

Analizando la figura 5.14, es notable que se necesita o bien disminuir el nivel de generación de potencia mediante el oleaje marino, o implementar nuevas formas de corregir la señal de frecuencia, buscando llevar dicha señal a niveles aceptables para la operación segura del sistema. Dado que lo que se requiere es contribuir con el desarrollo de esta tecnología, limitar sus niveles de generación de potencia iría en detrimento

5.2. INTEGRACIÓN A LA RED CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO

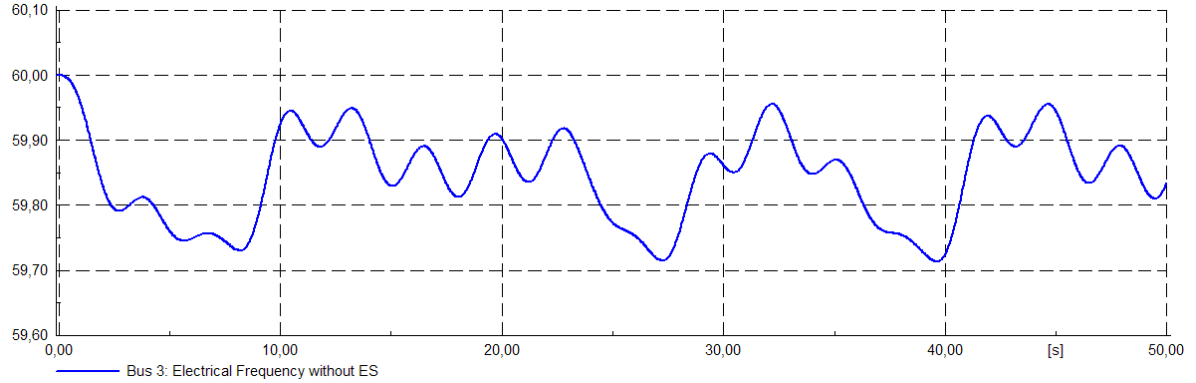


Figura 5.14: Señal de frecuencia para un despacho de 10 MW considerando un comportamiento estocástico del oleaje

de dicho objetivo. Por ende, se integró en la simulación sistemas almacenadores de energía, los cuales, mediante la implementación de un sistema de control, se encarguen de entregar potencia activa a la red en función de la desviación de la señal de frecuencia cuando la planta de generación undimotriz se encuentre despachando.

La figura 5.15 muestra la señal de la frecuencia del sistema cuando a éste se encuentra integrado el elemento almacenador de energía desarrollado (señal roja), junto con la señal de frecuencia sin éste (señal azul), la cual se muestra también en la figura 5.14. El generador undimotriz se encuentra despachando una señal de potencia idéntica a la mostrada en la figura 5.12. Se puede notar que la integración de elementos almacenadores de energía mejora sustancialmente la señal de frecuencia del sistema, llevándola a oscilar en la banda de operación normal. Se debe mencionar que entre mayor potencia activa pueda entregar el dispositivo almacenador a la red, la señal de frecuencia se puede hacer más cercana a la nominal; para este caso la potencia de dichos dispositivos se limitó a 2 MW, dado que este valor es viable de encontrar en la industria, mayores potencias presentan limitaciones prácticas dado la capacidad de los dispositivos de almacenamiento.

La figura 5.16 muestra la señal de la potencia activa entregada a la red por el dispositivo almacenador de energía. En ésta se puede observar que como se mencionó anteriormente, la potencia máxima se limita a 2 MW; además, dicha señal presenta continuas variaciones, las cuales son proporcionales a la desviación de la frecuencia del sistema.

Posteriormente se simula el generador undimotriz despachando 1 MW, considerando

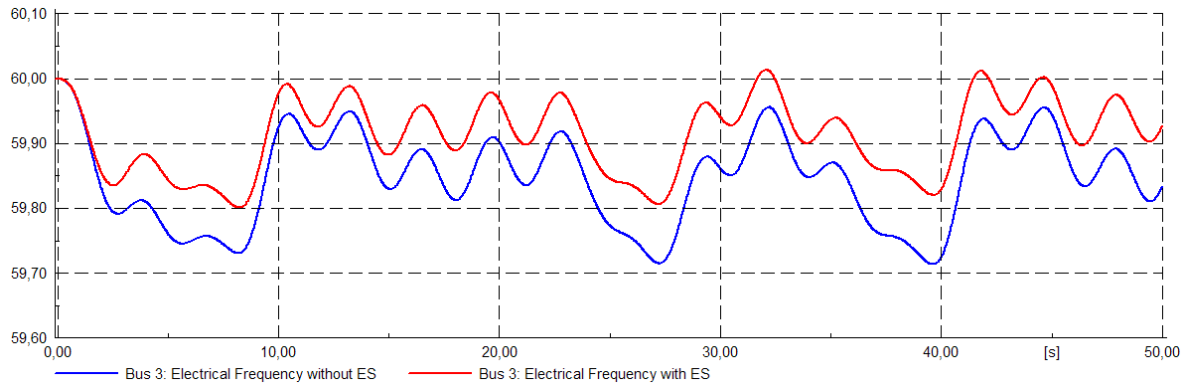


Figura 5.15: Comparativo de la frecuencia con y sin dispositivos almacenadores de energía integrados a la red

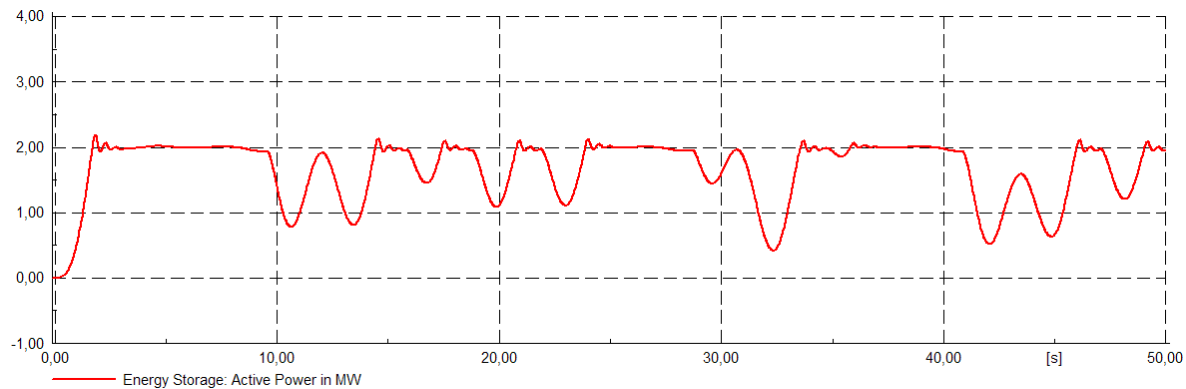


Figura 5.16: Potencia activa entregada a la red por el almacenador de energía desarrollado para un despacho undimotriz de 10 MW

el comportamiento estocástico del oleaje marino y sin integrar dispositivos almacenadores de energía. Esto, como se mencionó anteriormente, pretender acercarse al comportamiento de la señal de frecuencia del sistema de potencia Colombiano, si a éste se le integrara directamente una planta de generación undimotriz de aproximadamente 20 MW.

La figura 5.17 muestra la señal de la frecuencia dadas las condiciones de despacho descritas anteriormente. Para este punto se puede notar que la señal, al igual que para el nivel de generación de 10 MW, presenta desmejora con respecto a la señal que considera el oleaje ideal, pero aún se mantiene oscilando en la banda muerta de frecuencia,

5.2. INTEGRACIÓN A LA RED CONSIDERANDO EL COMPORTAMIENTO ESTOCÁSTICO

es decir, la generación undimotriz para estos niveles de penetración, aún considerando el comportamiento estocástico del oleaje, no causa alteraciones perceptibles en la estabilidad del sistema desde el punto de vista de la señal de frecuencia.

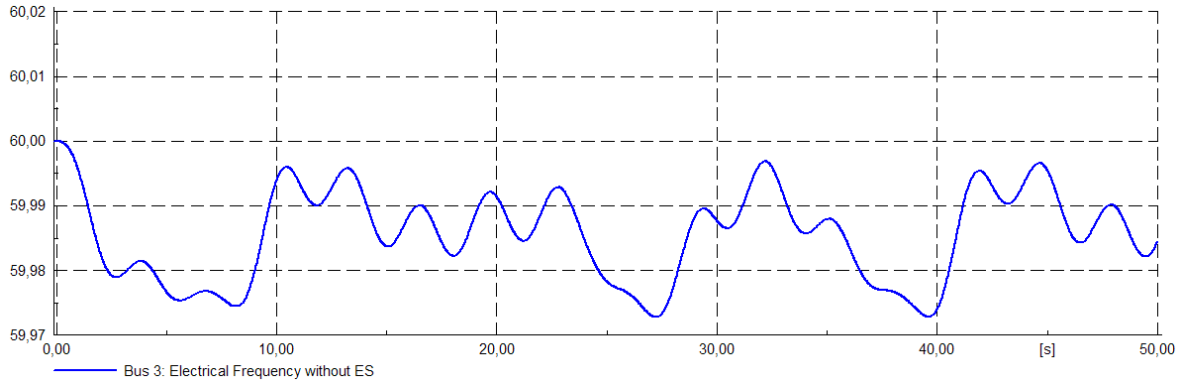


Figura 5.17: Señal de frecuencia para un despacho undimotriz de 1 MW, sin elemento almacenador de energía

Posteriormente, buscando observar el impacto que tiene el elemento almacenador de energía en este caso, se integra a la simulación dicho dispositivo con el control desarrollado en el capítulo 4. La figura 5.18 muestra la señal de frecuencia para este caso. Se puede notar que ésta mejora sustancialmente, oscilando entre valores de 60,002 Hz y 59,985 Hz. Para la integración del generador undimotriz que considera un comportamiento más real del oleaje marino, con un despacho cercano al 0,3 % del total de la potencia del sistema, se puede considerar que la señal de frecuencia se mantiene en un valor constante de 60 Hz.

La figura 5.19 muestra la señal de potencia a la salida del elemento almacenador de energía, aunque para este punto el elemento almacenador de energía presenta el mismo limitador de potencia máxima que en su desarrollo original (2 MW), la potencia máxima a la salida de éste es de apenas 400 kW, lo que quiere decir que el control integrado al elemento almacenador de energía propuesto no puede mejorar más la desviación de la frecuencia del sistema.

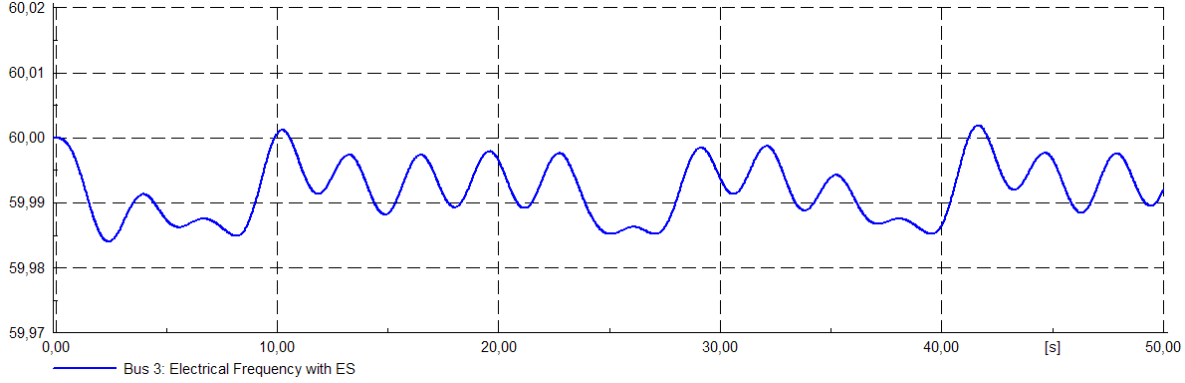


Figura 5.18: Señal de frecuencia para un despacho undimotriz de 1 MW, considerando elemento almacenador de energía

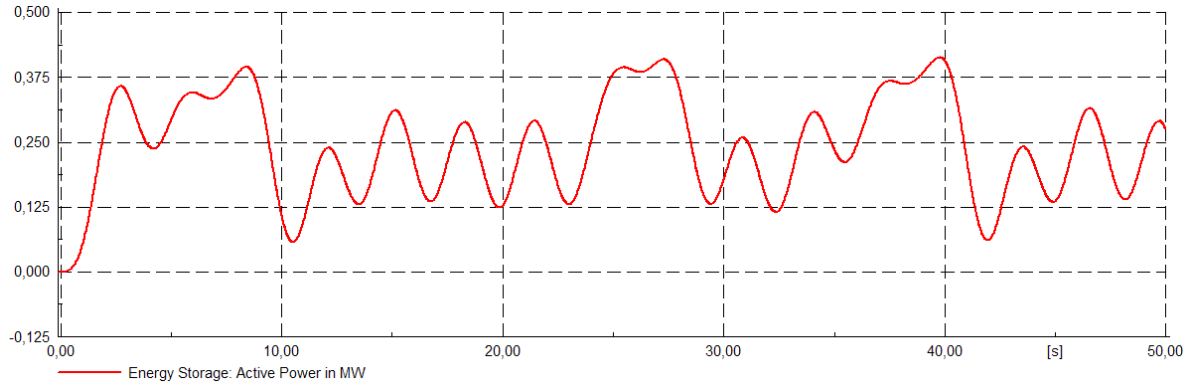


Figura 5.19: Potencia activa entregada a la red por el almacenador de energía desarrollado, para un despacho undimotriz de 1 MW

5.3. Fenómeno de resonancia subsíncrona

En esta sección se estudia la presencia de resonancia subsíncrona en el sistema eléctrico de potencia debido a la generación undimotriz, fenómeno que se puede ver amplificado por la presencia de capacitores conectados en serie con las líneas de transmisión, tal como se describió en el capítulo 3. Para realizar dicho análisis se agregó un capacitor en serie a la línea 5 del sistema IEEE de nueve nodos, tal y como se muestra en la figura 5.20. Entre ésta y el bus 6, en paralelo con dicho capacitor, se agregó un *breaker*, elemento que inicialmente se encuentra cerrado, por lo cual, la línea

se encuentra directamente conectada al bus 6.

Se llevó a cabo una simulación dinámica de 20 segundos, buscando analizar el comportamiento de la potencia eléctrica proveniente de los generadores. En dicha simulación el *breaker* se abre a los 5 segundos, lo que ingresa a la línea de transmisión el sistema compensador conectado en serie.

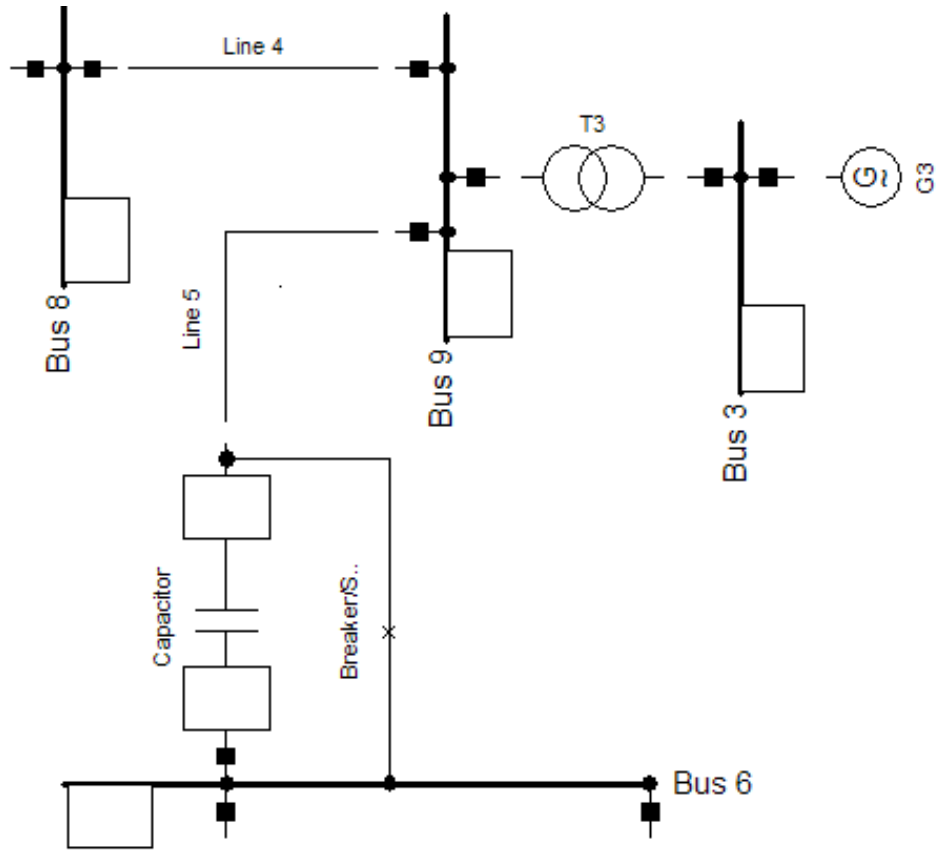


Figura 5.20: sección modificada del sistema IEEE de nueve nodos

Además, para poder apreciar la respuesta del sistema ante la presencia de resonancia subsíncrona, se efectúan variaciones en éste buscando inducir dicho fenómeno. La frecuencia angular del coseno cuadrado que multiplica la potencia máxima en la generación undimotriz (w_x en la ecuación 2.5), se llevó a un valor de 5 rad/s . Dada la identidad trigonométrica mostrada en la ecuación 5.1, se puede afirmar que la velocidad angular de la potencia trifásica extraída desde el oleaje marino será de 10 rad/s .

Dada esta frecuencia en el sistema undimotriz, el capacitor que actúa como sistema de compensación serie induce resonancias subsíncronas cuando se encuentra en un rango entre $500 \mu F$ hasta $1500 \mu F$. Con valores de compensación mayores o menores a este rango, no se presentan resonancias subsíncronas, al menos para la frecuencia angular con la que fue configurado el generador undimotriz.

$$\cos^2(w_x t) = \frac{\cos(2w_x t) + 1}{2} \quad (5.1)$$

La figura 5.21 muestra el comportamiento de la potencia activa despachada desde el generador undimotriz, dadas las condiciones de simulación descritas anteriormente. La figura 5.22 y la figura 5.23, muestran el comportamiento de la potencia activa despachada desde la máquina síncrona G2 y la máquina síncrona G1, respectivamente.

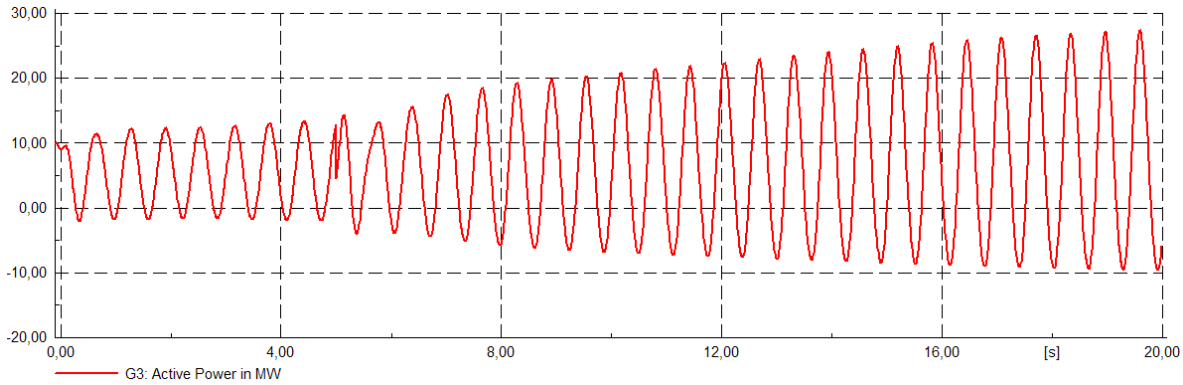


Figura 5.21: Señal de potencia del generador undimotriz

En los primeros 5 segundos de la simulación, se puede notar en la potencia de las tres máquinas generadores, que éstas presentan oscilaciones, las cuales son inherentes al sistema de generación y se pueden considerar como normales dada la integración directa de la potencia proveniente del oleaje marino. Como se mencionó anteriormente en este capítulo, esta oscilación será proporcional a la cantidad de potencia undimotriz que se inyecte y se cree que al número de generadores con que cuente la red; es decir, en la implementación real de la generación undimotriz y su consecuente conexión a sistemas de potencia robustos, se espera que estas oscilaciones de potencia presenten amplitudes pequeñas, las cuales no tendrían un impacto negativo en la red, dado que los sistemas de protección se podrían ajustar a dichas oscilaciones haciendo que éstas sean caracterizadas como parte de la operación normal del sistema.

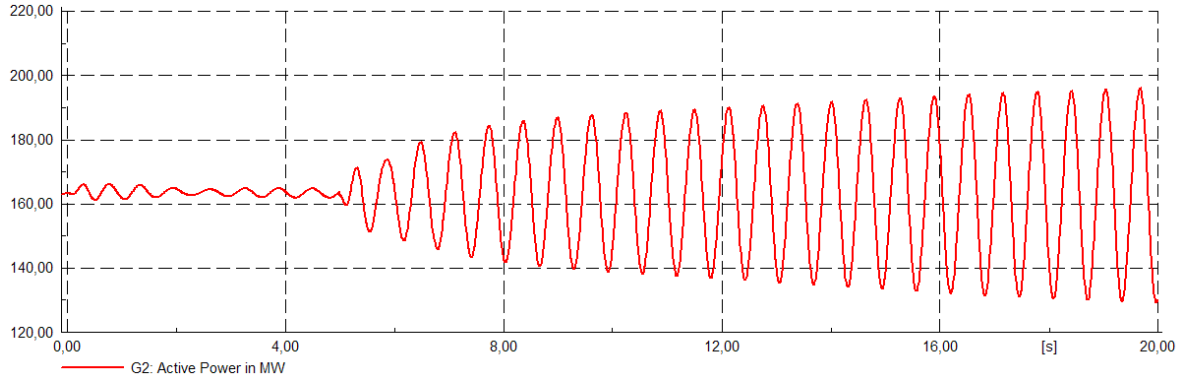


Figura 5.22: Señal de potencia del generador G2

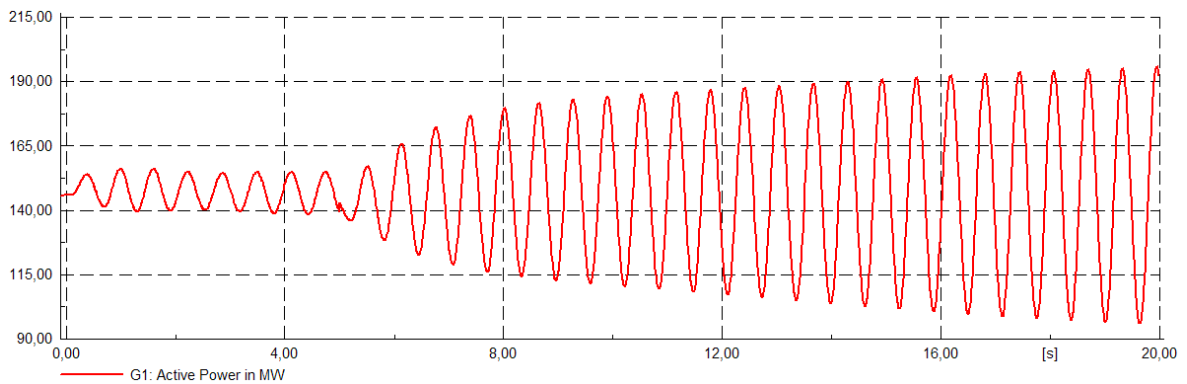


Figura 5.23: Señal de potencia del generador G1

Después de los primeros 5 segundos, se puede notar que como se esperaba, al entrar el capacitor en serie con la línea de transmisión y dado el fenómeno de la resonancia subsíncrona, la potencia eléctrica generada por cada una de las máquinas síncronas presenta inestabilidad, incrementando la amplitud de su oscilación de manera desproporcionada.

Es notable que el fenómeno de resonancia subsíncrona afecta a todos los generadores con que cuenta el sistema, aunque se ven más afectadas las máquinas que mayor potencia estén generando, por ende, el generador undimotriz, el cual, como se mencionó anteriormente, debe inyectar al sistema eléctrico niveles de potencia pequeños con respecto a los demás generadores, es el que menos se ve afectado por la resonancia subsíncrona, aunque es el principal causante de ésta.

La figura 5.23 representa la dinámica de la potencia generada por la máquina síncrona G1, la cual actúa como generador *slack* del sistema. En los primeros 5 segundos de la simulación, se puede notar que la potencia generada por la máquina síncrona G1 presenta una variación sinusoidal, oscilando en un rango entre 140 MW y 153 MW, lo que representa un valor de amplitud pico-pico cercano a las 13 MW, valor que se espera, en la implementación a gran escala de la generación undimotriz, se vea disminuido por la presencia de más generadores en la red de potencia, hasta llegar a niveles de oscilación muy bajos, que se pueden ajustar en los sistemas de protección como operación normal del sistema para evitar falsos disparos de éstos. Después de que el capacitor entra en serie con la línea de transmisión, y dado la presencia del fenómeno de resonancia subsíncrona, dicha potencia deja de tener una amplitud de oscilación constante y empieza a incrementarse de una manera desmedida. Después de 20 segundos, el rango de variación de dicha señal se encuentra entre 96 MW como valor mínimo y 196 MW como valor máximo, lo que representa un valor de amplitud pico-pico de la señal de potencia cercano a los 100 MW. Es decir, en los primeros 15 segundos de la simulación del sistema bajo presencia de resonancia subsíncrona, la amplitud de la señal oscilante de potencia generada se incrementó en un 770 % con respecto al sistema sin el capacitor conectado en serie.

Este fenómeno es el principal inconveniente para la integración directa de la generación undimotriz al sistema de potencia, dado que un incremento en la oscilación de la señal de potencia de esta magnitud haría que las protecciones contra potencia oscilante con que cuentan los sistemas eléctricos actúen, aislando ciertas partes de la red, o incluso provocando un efecto en cascada en las demás protecciones del sistema, causando la total desenergización de éste. Incluso, si las protecciones de potencia oscilante no actuaran, oscilaciones de potencia con variaciones tan grandes, como se muestra en la figura 5.24, ocasionarían que la frecuencia del sistema colapse, lo que también causaría el aislamiento de partes de la red o un posible *blackout* en ésta.

Se debe tener en cuenta que las simulaciones que presentan hasta ahora el fenómeno de resonancia subsíncrona son realizados en el tiempo. Para dicho análisis, una oscilación con una amplitud creciente de la señal de potencia trifásica es la principal muestra de dicho fenómeno. Sin embargo y buscando corroborar los análisis realizados, con la ayuda del software *DIgSILENT* se obtiene la gráfica de los eigenvalores para el sistema analizado, la cual es mostrada en la figura 5.25. Se puede notar que el sistema IEEE de nueve nodos, con la compensación conectada en serie tal como muestra la figura 5.20, presenta un polo en una velocidad angular de 10 rad/s , exactamente el valor de la velocidad angular de la potencia extraída del generador undimotriz. Además dicho

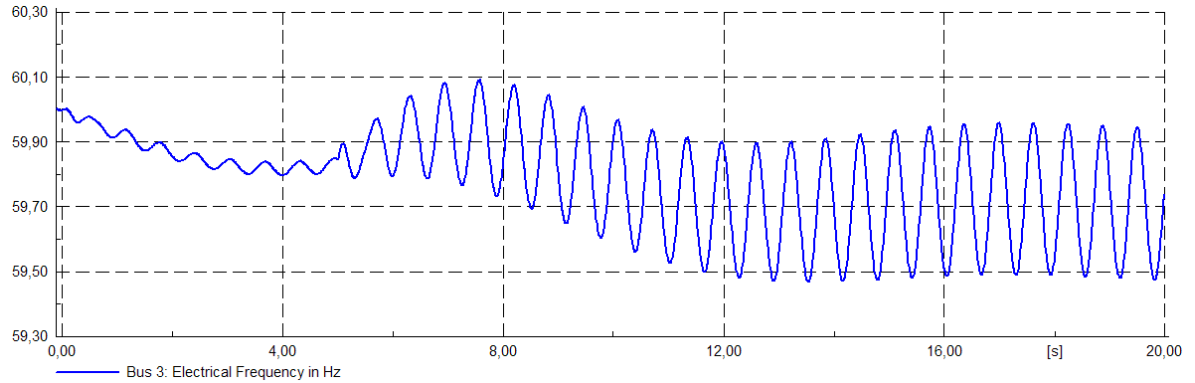


Figura 5.24: Señal de frecuencia del sistema debido a la resonancia subsíncrona

polo se presenta en la frontera de estabilidad del sistema (región demarcada en gris). Se requiere entonces obtener una potencia trifásica desde el oleaje marino con una velocidad angular lejana a los polos del sistema de potencia al que vaya a ser integrada dicha tecnología, buscando así prevenir el fenómeno de resonancia subsíncrona.

Además y como se describió en el capítulo 3, resonancias subsíncronas de esta magnitud podrían ocasionar vibraciones en el conjunto mecánico del turbo-generador, lo que podría causar daños físicos, los cuales además de la consecuente inestabilidad del sistema de potencia, podrían causar enormes pérdidas económicas.

Como se mencionó anteriormente, las características de resonancia expuestas en las simulaciones llevadas a cabo en este trabajo de grado, se presentan dada una manipulación intencional del sistema de potencia, buscando ocasionar dicho fenómeno en la red. Dadas otras características de funcionamiento, el sistema podría no presentar resonancia, aún cuando cuente con generación undimotriz y sistemas de compensación serie.

Debido a la importancia del sistema eléctrico de potencia y a los costos asociados a éste, se hace necesario un estudio que verifique todas las posibles condiciones de inestabilidad que podría presentar el sistema cada que se vaya a implementar una modificación en éste, buscando garantizar la seguridad del mismo y la viabilidad de la inversión a realizar. Además, se debe tener en cuenta que la principal contramedida para prevenir el fenómeno de resonancia subsíncrona en los sistemas de potencia, consiste en la correcta planeación y caracterización de éste y en prevenir la oscilación de la potencia a frecuencias iguales a la de resonancia, la cual es inherente a los sistemas de potencia que cuentan con compensación capacitiva.

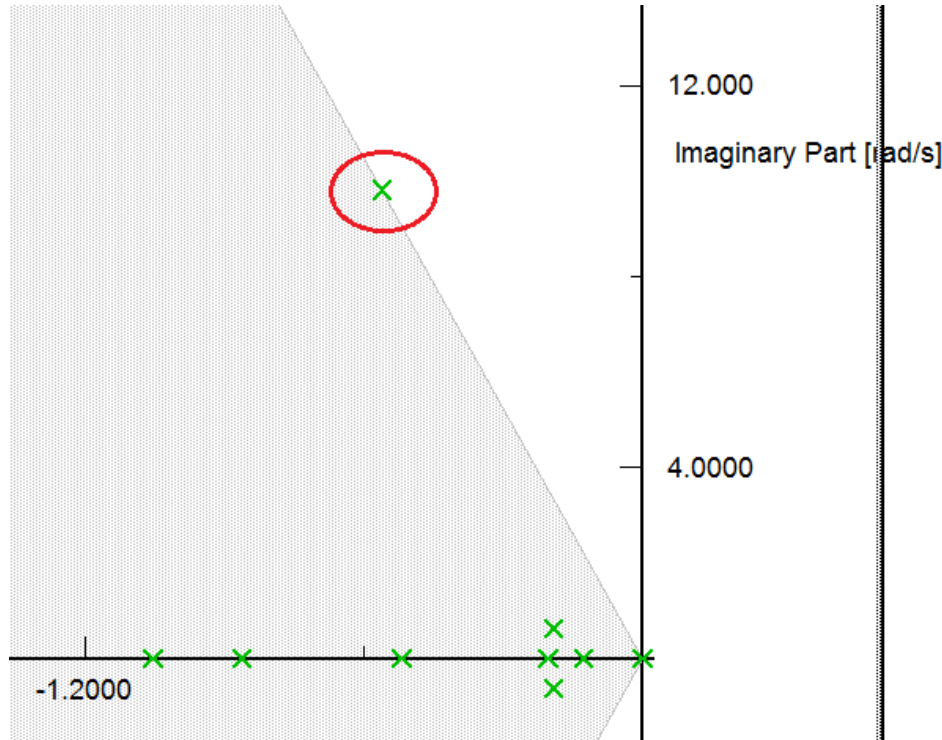


Figura 5.25: Eigenvalores del sistema IEEE de nueve nodos con compensación serie

Es necesario entonces caracterizar y prevenir el fenómeno de resonancia subsíncrona dada la interconexión directa de la generación undimotriz, dado que es cada vez más común la aplicación de compensación en serie para líneas de extra alta tensión, así como la continua conmutación de capacitores conectados en paralelo con el objetivo de compensar para diferentes horas del día y dependiendo la curva de demanda de carga. Estas condiciones de operación ingresan muchos valores de frecuencias subsíncronas al sistema, lo que podría fácilmente desencadenar el fenómeno de resonancia subsíncrona en el mismo, dado fallas en la red o la conmutación de los sistemas compensadores. Además, se hace necesario la implementación de medidas preventivas en el diseño de las protecciones a implementar en el sistema eléctrico, las cuales fueron mencionadas en el capítulo 3 de este trabajo de grado.

Las simulaciones realizadas en esta sección del trabajo de grado, fueron llevadas a cabo considerando un comportamiento ideal del oleaje. Cabe mencionar que considerar un comportamiento más real de éste, no cambiaría mucho la presentación del fenómeno

de resonancia subsíncrona en el sistema. Si se considera un comportamiento más estocástico del oleaje marino, la amplitud de la ola que impacta el AWS cambia, y por ende la masa de agua que llega a la boya, haciendo que la frecuencia angular de la potencia extraída del oleaje marino, la cual es directamente proporcional a la masa de agua que impacta la boya, varíe continuamente (ver ecuación 2.6). Esto podría en principio afectar el fenómeno de resonancia, haciéndolo más complejo, al ingresar nuevas posibles frecuencias subsíncronas a la red en función de todas las posibles frecuencias de oscilación del oleaje marino, las cuales, además tendrían un comportamiento estocástico difícil de prever. Sin embargo, la frecuencia angular de la potencia generada, como se describió en el capítulo 2, se puede manipular mediante un control asociado al resorte del sistema AWS, llevando siempre dicha frecuencia angular a un valor constante, lo que es igual a considerar un comportamiento ideal del oleaje.

Para la planeación de los sistemas eléctricos del futuro, los cuales se espera cuenten con generación undimotriz, además de otro tipo de energías renovables, se deben considerar todas estas posibles contingencias. En la generación de energía eléctrica mediante el oleaje marino, la frecuencia angular de la potencia extraída del generador undimotriz, como se mencionó anteriormente, se puede manipular, llevándola siempre a un valor constante mediante un control aplicado a la constante del resorte del AWS (ver ecuación 2.6). Esto podría facilitar la caracterización de las frecuencias subsíncronas ingresadas al sistema debido a la conexión de la generación undimotriz, haciendo que dicha caracterización dependa únicamente del reconocimiento de todos los sistemas compensadores con que cuenta la red, sus valores y sus continuas conmutaciones; tal y como se hace hoy en día.

Capítulo 6

Conclusiones

La generación undimotriz es una de las tecnologías con mayor potencial buscando un trato amigable con el medio ambiente, el cual está siendo perturbado dado los grandes niveles de contaminación causados por la liberación a la atmosfera de gases de efecto invernadero, contaminación principalmente asociada a la quema de combustibles fósiles para la generación de la energía eléctrica.

Si bien la matriz energética de Colombia presenta un mayor porcentaje de energías limpias (generación hidroeléctrica), países en desarrollo y con un consumo de energía muy superior a éste, presentan unas matrices energéticas bastante desalentadoras, sustentando su fluido eléctrico principalmente en la generación por medio de plantas térmicas basadas en la quema de combustibles fósiles, los cuales, además de ser finitos y por ende cada día presentarse más costosos, son causantes el fenómeno de contaminación descrito anteriormente.

Además de las ventajas en cuanto a contaminación visual, bajo nivel de ruido y el mínimo costo de reparación requerido dado la baja tasa de fallos por factores externos que tiene la generación undimotriz con respecto a la mayoría de energías renovables, este tipo de tecnología presenta la característica fundamental que hace viable a cualquier tipo de inversión; ésta es que los costos asociados a su implementación se encuentran a la par de la energía eólica y muy por debajo de la energía solar, lo que la hace muy competitiva si se hace una análisis costo-beneficio de su aplicación a gran escala.

Los estudios realizados hasta ahora de la generación undimotriz, han tenido como premisa para la interconexión de este tipo de tecnología con la red de potencia, el uso de convertidores *bak-to-back*; los cuales, además de aumentar los costos de su implementación, causan una limitante práctica para la generación con el oleaje marino, dado la imposibilidad de construir convertidores basados en electrónica que permitan

grandes flujos de potencia. Además, la aplicación de este tipo de convertidores tampoco soluciona los problemas en la estabilidad del sistema de potencia y la aparición en éste del fenómeno de resonancia subsíncrona, contingencias descritas a lo largo de este trabajo. Esto debido a que para corregir las problemáticas mencionadas, se requiere el desarrollo e implementación de elementos super-capacitores, los cuales permitan el almacenamiento de energía en el enlace DC de dichos convertidores.

Este trabajo de grado se basa en la integración directa de la generación undimotriz con la red de potencia, la cual como se mencionó anteriormente, presenta inconvenientes en cuanto a la pérdida de estabilidad y al ingreso del fenómeno de la resonancia subsíncrona en la red. Sin embargo, como se mostró durante el desarrollo de este documento, son problemáticas que causan limitantes, mas no hacen inviable el desarrollo de esta tecnología; además de que reduce costos dado que no hace falta la implementación de convertidores basados en electrónica de potencia.

Se encontró que entre mayor sea el despacho de potencia activa desde un generador undimotriz hacia el sistema eléctrico, más inconvenientes se tendrá con la señal de frecuencia de éste, hallando como punto aceptable, generar hasta el 3,125 % de la potencia total del sistema por medio del oleaje marino, esto para el sistema IEEE de nueve nodos. Después de este valor, la oscilación en la frecuencia haría inoperable al sistema. Sin embargo, la implementación de elementos almacenadores de energía con controles asociados, que provean potencia activa a la red en función de la desviación de la frecuencia, mejoran sustancialmente dicha señal.

En las simulaciones llevadas a cabo se puede apreciar que interconectar directamente plantas de generación undimotriz a la red eléctrica del país, buscando proveer con dicho recurso pequeñas poblaciones costeras, las cuales no hacen parte del sistema interconectado nacional (potencias demandadas cercanas a 20 MW), resulta totalmente viable, dado que no resulta afectada la estabilidad del sistema de potencia, lo que se puede notar en la señal de frecuencia del sistema simulado, la cual presenta un comportamiento ideal, manteniéndose para cualquier condición de operación dentro de la banda muerta de frecuencia definida para Colombia ($60 \text{ Hz} \pm 30 \text{ mHz}$).

Además, la interconexión de centrales generadoras basadas en el principio del *Archimedes Wave Swing* al sistema eléctrico colombiano, con potencias generadas de alrededor de 180 MW, se muestra como un método seguro de generación desde el punto de vista de la frecuencia, dado que ésta se mantiene en la banda normal de operación establecida para la red eléctrica nacional ($60 \text{ Hz} \pm 0,2 \text{ Hz}$), en la cual actúa únicamente como método de control los gobernadores de velocidad con que cuentan las máquinas generadoras. Las pequeñas perturbaciones que ocasionaría dicha integración en la señal

de frecuencia de la red, pueden verse corregidas implementando elementos almacenadores de energía con controles asociados. Sin embargo, resulta importante mencionar que hay diferentes problemas en la red que no se analizan en este trabajo de grado, tales como las oscilaciones de potencia y la estabilidad de tensión.

La principal complicación que surge para la implementación de esta tecnología a gran escala, es la posible aparición del fenómeno de resonancia subsíncrona, dadas las bajas frecuencias de oscilación de la potencia generada con el oleaje marino. Las simulaciones llevadas a cabo muestran que este fenómeno, además de ser real, puede traer consecuencias devastadoras tanto para la estabilidad del sistema eléctrico de potencia como para la integridad física de las turbinas y los generadores con que cuenta la red. Se hace necesario entonces la implementación de controles en el AWS, los cuales permitan la manipulación de las variables del sistema de generación undimotriz, buscando maximizar siempre la potencia extraída del oleaje marino y reducir al mínimo la aparición de frecuencias subsíncronas, llevando mediante un control asociado al resorte del AWS, la frecuencia angular de dicha potencia a un valor constante lejano a la frecuencia de resonancia inherente a los sistemas de potencia que cuentan con compensación en serie (ver capítulo 2).

Para evitar la aparición del fenómeno de resonancia subsíncrona, se debe realizar una planeación exhaustiva de la implementación de la generación undimotriz, la cual debe incluir la caracterización completa del parque generador y del sistema eléctrico de potencia. Esto, si bien es imposible en su totalidad, se debe hacer de una forma rigurosa, buscando construir un sistema de generación de energía con el oleaje marino viable, robusto y confiable.

Además, se deben analizar y ajustar los sistemas de protección que se implementarían en el sistema, agregando a éstos las nuevas tecnologías que buscan prevenir el fenómeno de la resonancia subsíncrona, tecnologías descritas en el capítulo 3 de este trabajo.

Este tipo de tecnología tiene una ventaja destacable con respecto a otros tipos de generación mediante recursos renovables, ésta es que la generación undimotriz es una tecnología en maduración; por lo tanto tiene aún todas sus características de desarrollo e implementación por ser estudiadas y por ende optimizadas. Esto conlleva a una consecuente disminución en los costos asociados a esta tecnología, una mejora en la capacidad de extracción de potencia desde el oleaje marino, disminución de pérdidas en el sistema generador undimotriz, mejora en los controladores asociados y mejora en los métodos de integración segura de este tipo de energía a la red de potencia.

6.1. Futuros trabajos

Se debe seguir estudiando el fenómeno de la resonancia subsíncrona en la integración a la red de potencia de la generación undimotriz, así como de otros tipos de tecnologías renovables; dado que como se demostró a lo largo de este trabajo de grado, la aparición de este fenómeno trae contingencias graves tanto para la estabilidad eléctrica del sistema como para la integridad física de las máquinas eléctricas.

Además se debe seguir estudiando la viabilidad y eficiencia de la integración al sistema de potencia de otros tipos de tecnología undimotriz, tales como el OWC, el *Mighty Whale*, el *Pelamis* y el *Wave Dragon*, dado que en este trabajo de grado únicamente se considera el sistema tipo *Archimedes Wave Swing*.

Se debe estudiar la viabilidad de la integración de la generación undimotriz a los sistemas de potencia considerando contingencias en la red que no fueron estudiadas en este trabajo de grado, tales como la oscilación en las señales de tensión y potencia. Además se debe caracterizar el comportamiento del generador undimotriz considerando la variación estocástica en la frecuencia del oleaje marino.

Es importante también incluir técnicas de control en el sistema de conversión undimotriz tipo *Archimedes Wave Swing*, las cuales reduzcan el efecto de la resonancia subsíncrona mediante amortiguamiento mecánico en el sistema.

Es importante hacer un análisis de la viabilidad de este tipo de tecnologías dada las condiciones naturales del país.

Anexo A

Sistema de potencia simulado

A.1. Sistema IEEE de nueve nodos

La tabla A.1 muestra las características de las líneas de transmisión con que cuenta el sistema.

| Línea | Desde Nodo | Hasta Nodo | R [Ω] | X [Ω] | B [μS] |
|-------|------------|------------|----------------|----------------|---------------|
| 1 | 4 | 5 | 5,29 | 44,965 | 676,75 |
| 2 | 5 | 7 | 16,928 | 85,169 | 578,45 |
| 3 | 7 | 8 | 4,4965 | 38,088 | 281,66 |
| 4 | 8 | 9 | 6,2951 | 53,3232 | 395,08 |
| 5 | 6 | 9 | 20,631 | 80,93 | 676,75 |
| 6 | 4 | 6 | 8,993 | 48,668 | 298,69 |

Abreviaturas: R: Resistencia, X: Reactancia, B: Susceptancia

Tabla A.1: Características líneas de transmisión

Para el sistema simulado en el *software DlgSILENT PowerFactory* se consideran todas las líneas de transmisión del sistema con una longitud igual a 1 km. Por esto, aunque todas las líneas son del mismo material, presentan características eléctricas diferentes; dado que en éstas se encuentra implícita la longitud real de las líneas con la que se diseñó el sistema.

La tabla A.2 muestra las características de los generadores del sistema.

Como se mencionó en el capítulo de Resultados, G3 fue simulado como el generador undimotriz del sistema. Los parámetros constructivos de la máquina síncrona no se

| Generador | Tipo Nodo | P [MW] | Q [MVar] | V [p.u] | X _d [p.u] | X _q [p.u] | X' [p.u] | X'' [p.u] |
|-----------|--------------|-----------|-------------|------------|-------------------------|-------------------------|-------------|--------------|
| G1 | <i>slack</i> | - | - | 1,04 | 0,36 | 0,24 | 0,15 | 0,1 |
| G2 | PV | 163 | 6,7 | 1,025 | 1,72 | 1,66 | 0,23 | 0,2 |
| G3 | PV | 85 | -10,9 | 1,025 | 1,68 | 1,61 | 0,23 | 0,2 |

Abreviaturas: X': Reactancia transitoria, X'': Reactancia subtransitoria

Tabla A.2: Características de los generadores

modificaron; únicamente se controló con el gobernador de velocidad desarrollado y se modificó su característica de despacho.

La tabla A.3 muestra las características de las demandas presentes en el sistema estudiado.

| Carga | Nodo | P [MW] | Q [MVar] |
|--------|------|--------|----------|
| Load A | 5 | 125 | 50 |
| Load B | 6 | 90 | 30 |
| Load C | 8 | 100 | 35 |

Tabla A.3: Características de la demanda del sistema

La tabla A.4 muestra las características de los transformadores del sistema.

| Transformador | S _{nom} [MVA] | Nodo Alta | Nodo Baja | Tensión Alta [kV] | Tensión Baja [kV] | uk [%] |
|---------------|---------------------------|--------------|--------------|----------------------|----------------------|-----------|
| T1 | 250 | 4 | 1 | 230 | 16,5 | 14,4 |
| T2 | 200 | 7 | 2 | 230 | 18 | 12,5 |
| T3 | 150 | 9 | 3 | 230 | 13,8 | 8,79 |

Abreviaturas: uk: Voltaje de corto-circuito

Tabla A.4: Características de los transformadores

Bibliografía

- [1] D. Ross, *Power From the Waves*, O. U. Press, Ed., 1995.
- [2] A. Clement, P. McCullen, A. Falcao, A. Fiorentino, F. Gardner, K. Hammarlund, G. Lemonis, T. Lewis, K. Nielsen, S. Petroncini, M.-T. Pontes, P. Schild, Bengt-Olov, Sjoström, H. C. Sorensen, and T. Thorpe, “Wave energy in europe: Current status and perspectives,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 6, no. 5, pp. 405 – 431, October 2002.
- [3] L. Rademakers, R. Van Schie, R. Schuitema, B. Vriesema, and F. Gardner, *Physical model testing for characterising the AWS*, ser. ECN / RX: ECN. Netherlands Energy Research Foundation ECN, October 1998.
- [4] H. Polinder, M. E. C. Damen, and F. Gardner, “Linear pm generator system for wave energy conversion in aws,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 3, pp. 583 – 589, september 2004.
- [5] K. Padiyar, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd ed. ANSHAN PUB, 2004.
- [6] F. Wu, X.-P. Zhang, P. Ju, and S. M.J.H., “Modeling and control of aws based wave energy conversion integrated into power grids,” *Power Systems, IEEE Transactions*, vol. 23, no. 3, pp. 1196 – 1204, August 2008.
- [7] F. Wu, X. P. Zhang, P. Ju, and M. Sterling, “Optimal control for aws-based wave energy conversion system,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 4, pp. 1747 – 1755, November 2009.
- [8] A. Garces, E. Tedeschi, G. Verez, and M. Molinas, “Power collection array for improved wave farm output based on reduced matrix converters,” in *Control and*

Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2010 IEEE 12th Workshop on, June 2010, pp. 1–6.

- [9] A. F. de O. Falcao and P. A. P. Justino, “Owc wave energy devices with air flow control,” *Ocean Engineering*, vol. 26, no. 12, pp. 1275–1295, December 1999.
- [10] Y. Washio, H. Osawa, and T. Ogata, “The open sea tests of the offshore floating type wave power device ”mighty whaleçcharacteristics of wave energy absorption and power generation,” vol. 1. OCEANS, 2001. MTS/IEEE Conference and Exhibition, 2001, pp. 579 – 585.
- [11] R. Henderson, “Design, simulation, and testing of a novel hydraulic power take-off system for the pelamis wave energy converter,” *Renewable Energy*, vol. 31, no. 1, pp. 271–283, February 2006.
- [12] J. P. Kofoed, P. Frigaard, E. Friis-Madsen, and H. C. Sorensen, “Prototype testing of the wave energy converter wave dragon,” *Renewable Energy*, vol. 31, no. 2, pp. 181–189, February 2006.
- [13] R. Alcorn and D. O’Sullivan, *Electrical Design for Ocean Wave and Tidal Energy Systems*, I. of Engineering & Technology, Ed. IET, 2013.
- [14] H. Polinder, B. Mecrow, A. Jack, P. Dickinson, and M. Mueller, “Conventional and tfpm linear generators for direct-drive wave energy conversion,” *Energy Conversion, IEEE Transactions*, vol. 20, no. 2, pp. 260 – 267, June 2005.
- [15] M. G. de Sousa Prado, F. Gardner, M. Damen, and H. Polinder, “Modelling and test results of the archimedes wave swing,” *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 220, no. A8, pp. 855–868, December 2006.
- [16] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Professional, January 1994.
- [17] J. Shek, D. Macpherson, M. Mueller, and J. Xiang, “Reaction force control of a linear electrical generator for direct drive wave energy conversion,” *Renewable Power Generation, IET*, vol. 1, no. 1, pp. 17 – 24, March 2007.
- [18] N. Hodgins, O. Keysan, A. S. McDonald, and M. A. Mueller, “Design and testing of a linear generator for wave-energy applications,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 59, no. 5, pp. 2094–2103, February 2012.

- [19] H. Li, Z. Chen, and H. Polinder, “Optimization of multibrid permanent-magnet wind generator systems,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 1, pp. 82 – 92, February 2009.
- [20] N. Hodgins, O. Keysan, and M. McDonald, A. and Mueller, “Linear generator for direct drive wave energy applications,” *Electrical Machines (ICEM), 2010 XIX International Conference on*, pp. 1 – 6.
- [21] E. P. de Medellín. (2008, November) Experiencia en el desarrollo de proyectos de energía eólica. [Online]. Available: http://www.upme.gov.co/Eventos/Foro_Normalizacion/Aplicacion%20Eolica%20EPM%202008.pdf
- [22] U. E. I. Administration, *Annual Energy Outlook 2014*, April 2014. [Online]. Available: www.eia.gov/forecasts/aeo
- [23] U. de Planeación Minero Energética, “Costos indicativos de generación eléctrica en colombia.” [Online]. Available: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos_indicativos_generacion_ee.pdf
- [24] Y. Song and A. Johns, *Flexible Ac Transmission Systems (FACTS)*, ser. Flexible Ac Transmission Systems. Institution of Electrical Engineers, 1999.
- [25] L. Gyugyi, C. D. Schauder, and K. Sen, “Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 1, pp. 406–417, Jan 1997.
- [26] “Proposed terms and definitions for subsynchronous oscillations,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-99, no. 2, pp. 506–511, March 1980.
- [27] “Terms, definitions and symbols for subsynchronous oscillations,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, no. 6, pp. 1326–1334, June 1985.
- [28] M. Bahrman, E. , R.J.P., and H.S.P., “Experience with hvdc - turbine-generator torsional interaction at square butte,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-99, no. 3, pp. 966–975, May 1980.
- [29] N. Rostamkolai, R. J. Piwko, E. Larsen, D. Fisher, M. A. Mobarak, and A. Poitras, “Subsynchronous interactions with static var compensators-concepts and practical implications,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 5, no. 4, pp. 1324–1332, Nov 1990.

- [30] D. Walker, C. E. J. Bowler, R. Jackson, and D. Hodges, “Results of subsynchronous resonance test at mohave,” *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 94, no. 5, pp. 1878–1889, Sept 1975.
- [31] M. V. Rodríguez, “Estudio de la resonancia subsíncrona,” Junio 2009. [Online]. Available: <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4a48738e3fd01.pdf>
- [32] A. M. Viveros, “Análisis de resonancia subsíncrona y contramedidas,” Master’s thesis, Universidad Autónoma de Nuevo León, Mayo 2004.
- [33] B. Vyasa, R. P. Maheshwarib, and B. Dasb, “Protection of series compensated transmission line: Issues and state of art,” *Electric Power Systems Research*, vol. 107, pp. 93–108, February 2014.
- [34] P. Dash, A. Pradhan, and G. Panda, “Apparent impedance calculations for distance-protected transmission lines employing series-connected facts devices,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 29, no. 7, pp. 577–595, July 2001.
- [35] M. Mandour and A. El-Alaily, “Swivelling characteristic for the protection of series compensated lines,” *Electric Power Systems Research*, vol. 18, no. 1, pp. 31–35, January 1990.
- [36] D. L. Goldsworthy, “A linearized model for mov-protected series capacitors,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 2, no. 4, pp. 953–957, November 1987.
- [37] M. Coursol, C. Nguyen, R. Lord, and X.-D. Do, “Modeling mov-protected series capacitors for short-circuit studies,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, no. 1, pp. 448–453, January 1993.
- [38] S. G. Srivani and K. Vittal, “Adaptive distance relaying scheme in series compensated transmission lines,” in *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on*, December 2010, pp. 1–7.
- [39] D. Novosel, B. Bachmann, D. Hart, Y. Hu, and M. Saha, “Algorithms for locating faults on series compensated lines using neural network and deterministic methods,” *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, no. 4, pp. 1728–1736, October 1996.

- [40] A. M. Ibrahima, M. I. Mareia, S. F. Mekhamera, and M. M. Mansoura, “An artificial neural network based protection approach using total least square estimation of signal parameters via the rotational invariance technique for flexible ac transmission system compensated transmission lines,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 39, no. 1, pp. 64–79, January 2011.
- [41] ABB, *Instruction Manual High speed line distance protection terminal REL-531*, 2003.
- [42] *SEL-421 Relay: Instruction Manual for Protection and Automation System*, 2011.
- [43] S. P. E. A. for SIPROTEC Protection Relays, *Application Example for 400 kV Overhead Transmission Line Protection*, 2005.
- [44] *Instruction Manual for GE-D90Plus Line Distance Protection System*, 2012.
- [45] ABB, *Technical Reference Manual Line Distance Protection IED REL 670 ANSI*, March 2007.
- [46] T. Yoshida, M. Sanada, S. Morimoto, and Y. Inoue, “Study of flywheel energy storage system for power leveling of wave power generation system,” in *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2012 15th International Conference on*, Oct 2012, pp. 1–5.
- [47] J. wan Kim, S. yeol Yoo, Y. chae Bae, and M. Noh, “Optimal design of magnetically-levitated flywheel energy storage system considering system stability,” in *ICCAS-SICE, 2009*, Aug 2009, pp. 4401–4406.
- [48] P. Anderson, A. Fouad, I. of Electrical, and E. Engineers, *Power system control and stability*, ser. IEEE Press power engineering series. IEEE Press, 2003. [Online]. Available: <http://books.google.co.in/books?id=8-xSAAAAMAAJ>
- [49] XM. Conceptos básicos control de frecuencia. [Online]. Available: http://www.xm.com.co/memoriascapitacionemsa/control_frecuencia/conceptos_basicos_frecuencia.pdf